

UNIVERSIDAD DE MÁLAGA
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR



TESIS DOCTORAL

Modelos para la caracterización eléctrica de
módulos fotovoltaicos en condiciones de sol real

AUTORA

Cristina Cañete Torralvo

DIRECTOR

Dr. Mariano Sidrach de Cardona Ortín

Departamento de Física Aplicada II

Mayo de 2015



Publicaciones y
Divulgación Científica

AUTOR: Cristina Cañete Torralvo

EDITA: Publicaciones y Divulgación Científica. Universidad de Málaga



Esta obra está sujeta a una licencia Creative Commons:

Reconocimiento - No comercial - SinObraDerivada (cc-by-nc-nd):

[Http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/es](http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/es)

Cualquier parte de esta obra se puede reproducir sin autorización
pero con el reconocimiento y atribución de los autores.

No se puede hacer uso comercial de la obra y no se puede alterar, transformar o hacer
obras derivadas.

Esta Tesis Doctoral está depositada en el Repositorio Institucional de la Universidad de
Málaga (RIUMA): riuma.uma.es

Modelos para la caracterización eléctrica de módulos fotovoltaicos en condiciones de sol real

*Memoria que presenta para optar al título de Doctor por la
Universidad de Málaga*

Cristina Cañete Torralvo

Dirigida por el Doctor

D. Mariano Sidrach de Cardona Ortín

Departamento de Física Aplicada II

Escuela Politécnica Superior

Universidad de Málaga

Mayo de 2015

D. MARIANO SIDRACH DE CARDONA ORTÍN, doctor en Ciencias Físicas y Catedrático de Universidad en el Departamento de Física Aplicada II de la Universidad de Málaga.

CERTIFICA:

Que CRISTINA CAÑETE TORRALVO, Ingeniera Química, ha realizado bajo mi dirección la tesis doctoral titulada "MODELOS PARA LA CARACTERIZACIÓN ELÉCTRICA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EN CONDICIONES DE SOL REAL". Este trabajo de tesis doctoral se recoge en la presente memoria, cumpliendo todos los requisitos legales para optar al grado de Doctor, por lo que autorizo su lectura y defensa pública.

Y para que conste a efecto de lo establecido en la legislación vigente, firmo este certificado en Málaga, a 6 de Mayo de 2015.

Fdo.: Dr. D. Mariano Sidrach de Cardona Ortín

Este trabajo de investigación ha sido parcialmente financiado por la Junta de Andalucía (proyectos No. P07-RNM-02504 y P11-RNM-7115).

*El mejor científico está abierto a la experiencia,
y esta empieza con un romance, es decir, la idea
de que todo es posible.*

Ray Bradbury

Agradecimientos

Realizar una tesis doctoral es una tarea ardua, precedida por mucho trabajo que requiere la colaboración de muchas personas tanto en el ámbito profesional como personal. Todos estos motivos me conducen a elaborar estas páginas de agradecimientos en los que pretendo incluir a todas aquellas personas que han colaborado para que este trabajo se lleve a cabo, independientemente de su grado de intervención.

En primer lugar, he de agradecer al Dr. Mariano Sidrach de Cardona Ortín la confianza que depositó en mí, hace ya algunos años, para comenzar en este mundo de la investigación en general y más en concreto, en el mundo de la fotovoltaica. Su esfuerzo, dedicación, comprensión, entusiasmo, paciencia y sus conocimientos siempre al servicio de este nuestro trabajo. Siempre me has guiado, apoyado y enseñado, por lo que siempre te estaré agradecida.

También me gustaría expresar mi más sincero agradecimiento al Dr. Jesús Eduardo Carretero. Trabajar contigo ha sido todo un placer. Muchas gracias por tu entrega, colaboración y disposición. Gracias por todo.

No podría olvidarme de mis compañeros de laboratorio, que siempre han estado dispuestos a ayudarme en lo que hiciera falta. Gracias a Rafael Moreno Sáez por estar ahí siempre que te he necesitado. Gracias a Michel Piliouguine por tanto que me has enseñado. Gracias a Pepe Zorrilla, que aunque en la distancia y de forma intermitente, siempre has colaborado cuando ha sido necesario de forma desinteresada. Por supuesto no me puedo olvidar de Pedro Jiménez, que aunque no hemos compartido proyecto, sí muchos almuerzos, y siempre se ha preocupado por mí.

Por supuesto no podía olvidarme de Llanos Mora López. Gracias por su colaboración y ayuda siempre que ha sido necesaria. En las ocasiones que he tabajado con ella ha sido un placer, sobretudo por su buena disposición y actitud.

Cerrando el ciclo de agradecimientos a todas aquellas personas que han formado parte de esta tesis doctoral en cuanto a la parte académica se refiere, llega el turno de agradecer todo el apoyo que me han prestado mi familia y amigos.

A ti Antonio, gracias por ser tu. Nunca podré agradecerte lo que haces por mi. Ese apoyo incondicional, el ánimo que me das. Siempre que me caigo, me levantas. En todos los momentos conoces las palabras exactas que hacen que la situación mejore. Además de ese cursillo acelerado que hemos hecho.... En fin, contigo sobran las palabras. GRACIAS!!!

En el segundo puesto de agradecimientos, como no, se encuentran mis padres y mi hermano. Toda la vida me han estado apoyando en todo. Son incansables!!! Siempre preocupándose por mis estudios y mis andaduras académicas que no son pocas. Mis padres han sido y son mi referente, todo un ejemplo de trabajo, lucha y esfuerzo dedicado a mi hermano y a mi. Muchas gracias familia porque sin vosotros no sería lo que soy.

Gracias a mis amigos Paco y Sandra. Agradecer a Paco toda su ayuda. Gracias por su apoyo incondicional, siempre de forma desinteresada, amable, paciente, con esa disposición que lo caracteriza, con esa alegría. Y como no, a mi amiga Sandra siempre aliviándome en mis pesares y contagiándome de esa energía positiva que desprende. Gracias chicos por haberme hecho esta andadura más fácil.

No quería cerrar este capítulo sin dejar de agradecer a todos aquellos que en algún momento han participado de esta tesis. Muchas gracias a todas aquellas personas que han pasado por mi vida y han contribuido de una manera u otra a que esta tesis doctoral haya visto la luz.

GRACIAS!!!!

Resumen

La energía solar fotovoltaica durante los últimos años ha tenido una evolución importante, llegándose a afianzar como una de las energías renovables con más fuerza en el mercado. La investigación y desarrollo de diversas tecnologías fotovoltaicas que permitan optimizar el rendimiento energético en función de la localización geográfica, es uno de los principales motivos que promueve la investigación de estos sistemas, con el objetivo de profundizar en el conocimiento de su comportamiento para optimizar su diseño.

Son diferentes las tecnologías fotovoltaicas presentes en el mercado fotovoltaico. Dentro de estas, la tecnología de silicio policristalino es la que tiene mayor presencia y ha sido más estudiada. La posterior incorporación al mercado de nuevas tecnologías fotovoltaicas de lámina delgada como el silicio amorfo, el tandem silicio amorfo-microcristalino y el telururo de cadmio ha promovido su investigación con el fin de mejorar su rendimiento.

En esta tesis se realiza un estudio comparativo del funcionamiento energético de módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologías bajo condiciones de sol real.

Este estudio nos ha permitido conocer el valor de los principales parámetros de eficiencia de cada módulo, su evolución temporal y analizar la influencia de los diferentes parámetros meteorológicos en su comportamiento. Los resultados obtenidos han permitido cuantificar la variación anual de la potencia pico en condiciones estándar, observándose que esta variación es diferente para cada tecnología, afectando principalmente a los módulos de lámina delgada. Así, mientras que el módulo de a-Si presenta mayor variabilidad anual del 5,1 % de su potencia nominal media, en el módulo de pc-Si esta variabilidad es de sólo el 0,8 %.

Como consecuencia de este estudio, se proponen distintos modelos empíricos que, tanto en base horaria como diaria, nos permiten predecir la energía producida por los diferentes módulos fotovoltaicos. Los resultados obtenidos muestran que para módulos de pc-Si es posible predecir con bastante precisión la energía

producida tomando como hipótesis de partida que esta depende solamente de la irradiación recibida y la temperatura de módulo.

Especial atención merecen los resultados obtenidos para módulos de lámina delgada, comprobando que la variación del espectro de la radiación incidente afecta en mayor medida a la energía generada que al módulo de pc-Si. En los módulos de lámina delgada, para obtener buenos resultados en la predicción es necesario incluir información adicional que tenga en cuenta la variabilidad del espectro de la radiación solar. En esa tesis proponemos incluir en los modelos horarios como variable independiente el índice de transparencia. De esta forma se consigue mejorar la predicción del modelo para los módulos de lámina delgada.

Cabe destacar que la inclusión del índice de transparencia en el modelo horario no mejora la predicción para el módulo de pc-Si.

De igual manera en los modelos diarios para la predicción energética, la variabilidad del espectro de la radiación incidente no afecta a la precisión del modelo en ninguna de las tecnologías estudiadas.

Índice

1. Introducción	1
1.1. Pasado y presente de las tecnologías fotovoltaicas	1
1.2. Clasificación, descripción y evolución de las distintas tecnologías fotovoltaicas	3
1.3. Situación de la fotovoltaica en los últimos años	12
2. Justificación y Objetivos	19
2.1. Antecedentes	19
2.2. Influencia de las condiciones atmosféricas	24
2.2.1. Efectos de la irradiancia solar	25
2.2.2. Efectos espectrales	28
2.2.3. Efectos de otros parámetros meteorológicos	31
2.3. Objetivos	32
3. Metodología y análisis previo de los datos	41
3.1. Sistema experimental y módulos utilizados	41
3.2. Registro y selección de datos	47
3.3. Análisis de los datos registrados	50
3.4. Resumen de las condiciones ambientales	63
3.5. Conclusiones	65
4. Evolución de la potencia pico de los módulos a lo largo del año	69
4.1. Introducción	69
4.2. Método de traslación geométrica	71
4.3. Método de Osterwald	77
4.4. Resultados obtenidos	78

4.5. Conclusiones	88
5. Evaluación energética de las distintas tecnologías FV	93
5.1. Introducción a los parámetros de Evaluación Energética: Productividad, Performance Ratio y Eficiencia	93
5.2. Evaluación Energética	95
5.3. Discusión de resultados	99
5.4. Conclusiones	101
6. Modelos de predicción energética propuestos	107
6.1. Introducción	107
6.2. Influencia de las condiciones atmosféricas	109
6.3. Aplicación del Método de Osterwald para la predicción de potencia generada	113
6.4. Modelo horario de predicción energética 1	119
6.4.1. Introducción	119
6.4.2. Resultados obtenidos y discusión	120
6.5. Modelo horario de predicción energética 2	124
6.5.1. Introducción	124
6.5.2. Resultados obtenidos y discusión	126
6.6. Conclusiones	131
6.7. Modelo diario	132
6.7.1. Introducción	132
6.7.2. Resultados obtenidos y discusión	134
6.7.3. Conclusiones	139
7. Conclusiones y líneas futuras de investigación	143
7.1. Conclusiones	143
7.2. Líneas futuras de investigación	146
A. Publicaciones	147

Índice de figuras

1.1. Evolución de la capacidad instalada acumulada fotovoltaica mundial desde 2010 hasta 2013. Informe Global Market Outlook for PV 2014-2018.EPIA.	13
1.2. Capacidad de potencia solar fotovoltaica instalada por países europeos en 2013. Informe Global Market Outlook for PV 2014-2018.EPIA.	14
1.3. Producción mundial por regiones de las principales tecnologías solares fotovoltaica. Informe Global Market Outlook for PV 2014-2018.EPIA.	16
2.1. Respuesta espectral relativa de módulos de distintas tecnologías FV realizadas por CIEMAT	29
3.1. Sistema de medida experimental de curvas $I-V$	43
3.2. Histograma de temperatura ambiente registrada, °C	51
3.3. Histograma de la velocidad de viento registrada, m/s	51
3.4. Histograma de la HR registrada, %	52
3.5. Histograma de la irradiancia registrada, W/m ²	52
3.6. Histograma temperatura de módulo CdTe	54
3.7. Histograma temperatura de módulo a-Si	54
3.8. Histograma temperatura de módulo a-Si/ μ c-Si	54
3.9. Histograma temperatura de módulo pc-Si	55
3.10. (a) Test Kolmogorov-Smirnov. Comparación función distribución de las tecnologías FV a-Si y pc-Si. (b) Test Kolmogorov-Smirnov. Comparación función distribución de las tecnologías FV CdTe y μ c-Si/a-Si.	58

3.11. Histograma k_t para el periodo de estudio	60
3.12. Histograma AM para el periodo de estudio.	61
3.13. Histograma APE instantáneo calculado durante el periodo de estudio	62
3.14. Precipitación mensual durante el periodo de estudio.	64
4.1. Valores instantáneos de AM característicos del periodo de estudio	71
4.2. Traslación a condiciones estándar MTG	73
4.3. Traslación de potencia a condiciones estándar MO.	80
4.4. Valores promedios mensuales de P_M^{STC} calculados por los dos métodos de translación, con sus respectivas desviaciones estándar, para las diferentes tecnologías estudiadas.	83
4.5. $P_M^{STC,exp}$ estandarizada para cada tecnología	87
5.1. Eficiencia energética frente a irradiación	96
5.2. Eficiencia energética frente a temperatura de módulo	96
5.3. Yield promedio mensual de las diferentes tecnologías	97
5.4. PR promedio mensual de las diferentes tecnologías	98
5.5. Valores de PR promedio mensual estandarizados	98
6.1. Histograma potencia CdTe	110
6.2. Histograma potencia a-Si	110
6.3. Histograma potencia a-Si/ μ c-Si	111
6.4. Histograma potencia pc-Si	111
6.5. Dependencia de la potencia con la irradiancia y la temperatura de módulo para las distintas tecnologías estudiadas	112
6.6. Representación de $P_{M,medida}$ frente a $P_{M,calculada}$ empleando el Método de Osterwald para las tecnologías a) CdTe, b) a-Si, c) a-Si/ μ c-Si y d) pc-Si	114
6.7. P_M^{STC} estandarizada con respecto al valor de P_M^{STC} correspondiente al mes de inicio de la campaña de medidas.	117
6.8. Representación de E/A_{medida} frente a $E/A_{calculada}$ aplicando el método horario de predicción energética propuesto para las tecnologías a) CdTe, b) a-Si, c) a-Si/ μ c-Si y d) pc-Si	121

6.9. Representación de E/A_{medida} frente a $E/A_{calculada}$ aplicando el método horario de predicción energética propuesto para las tecnologías a) CdTe, b) a-Si, c) a-Si/ μ c-Si y d) pc-Si	128
6.10. Valores de MAPE para la energía por unidad de área calculada con los modelos de predicción propuestos.	129
6.11. Energía por unidad de área, E/A , predicha y medida por cada uno de los modelos de predicción horaria propuestos para la tecnología CdTe.	130
6.12. Energía por unidad de área, E/A , predicha y medida por cada uno de los modelos de predicción horaria propuestos para la tecnología a-Si.	130
6.13. Energía por unidad de área, E/A , predicha y medida por cada uno de los modelos de predicción horaria propuestos para la tecnología a-Si/ μ c-Si.	130
6.14. Energía por unidad de área, E/A , predicha y medida por cada uno de los modelos de predicción horaria propuestos para la tecnología pc-Si.	131
6.15. Representación de valores diarios de E/A observada y E/A predicha por el modelo propuesto para la tecnología CdTe.	135
6.16. Representación de valores diarios de E/A observada y E/A predicha por el modelo propuesto para la tecnología a-Si.	136
6.17. Representación de valores diarios de E/A observada y E/A predicha por el modelo propuesto para la tecnología a-Si/ μ c-Si.	136
6.18. Representación de valores diarios de E/A observada y E/A predicha por el modelo propuesto para la tecnología pc-Si.	137

Índice de Tablas

1.1. Mejores resultados de eficiencia de célula y de módulo obtenidos por distintos laboratorios bajo condiciones de operación en laboratorio AM 1,5, 1000 W/m^2 de irradiancia y 25°C de temperatura de módulo. (IEC 6094-3:2008 y ASTM G-173-03 global)	12
3.1. Principales características de los sensores utilizados.	45
3.2. Características eléctricas y de diseño de los módulos fotovoltaicos estudiados.	47
3.3. Temperaturas de módulo medias, máximas y mínimas junto con la desviación estándar para cada tecnología fotovoltaica.	55
3.4. Promedio de Temperatura de módulo por intervalos de irradiancia de 100 W/m^2	59
3.5. Promedio de temperatura de módulo por intervalos de temperatura ambiente de 5°C	59
3.6. Resumen valores promedio de k_t , AM y APE calculados durante el periodo de estudio junto con su desviación estándar, STD, y sus valores máximos y mínimos calculados.	63
3.7. Promedio diario mensual y anual de los principales parámetros atmosféricos registrados durante el periodo de estudio	64
4.1. Valores de los parámetros eléctricos calculados	76
4.2. Resumen de valores promedios mensuales P_M^{STC} junto a su desviación estándar, STD, valores promedios de potencia anual junto su desviación estándar, STD, y a la desviación relativa, RD, calculados aplicando el MTG para las distintas tecnologías estudiadas. . .	79

4.3.	Valores promedios mensuales P_M^{STC} junto a su desviación estándar, STD, valor medio de potencia anual junto su desviación estándar, STD, y a la desviación relativa, RD, calculados aplicando el MO para las distintas tecnologías estudiadas.	82
4.4.	Valores de P_M^{STC} mensuales calculados por MO y MTG y comparación con el $P_M^{STC,ref}$ proporcionado por el fabricante y parámetros estadísticos calculados.	85
4.5.	Valores mensuales y valor medio anual de la potencia por tecnologías y parámetros estadísticos	86
5.1.	Parámetros energéticos medios anuales (productividad, performance ratio y eficiencia energética) junto a la desviación estándar para las distintas tecnologías fotovoltaicas	100
5.2.	Valores de la eficiencia de cada tecnología fotovoltaica proporcionada por el fabricante y eficiencia media diaria anual calculada para las mismas tecnologías trabajando bajo condiciones de sol real junto con la desviación estándar de esta última.	101
6.1.	P_M promedia, desviación estándar, STD, valores máximos y mínimos de P_M registrados	111
6.2.	Valor medio de la potencia medida y calculada y su error relativo medio	115
6.3.	Valores de P_M^{STC} y γ calculados para el periodo de estudio febrero 2011 a enero 2012 y proporcionados por el fabricante	116
6.4.	Comparación de valores de P_M^{STC} calculados con el Método de Osterwald a partir de datos registrados bajo condiciones de cielo claras, $k_t \geq 0,6$, y bajo condiciones de cielo que varían desde cielos totalmente despejados a totalmente nublados, $0 \leq k_t \leq 1$	118
6.5.	Valores de los parámetros de ajuste a y b del modelo horario de predicción energética para un intervalo de confianza, IC, del 95 %	121
6.6.	Parámetros estadísticos MAE, MAPE Y STD calculados para la validación del modelo de predicción horaria.	123
6.7.	Valores de eficiencia y γ obtenidos por el modelo y proporcionados por el fabricante.	124

6.8. Valores de los parámetros de ajuste a , b y c del modelo horario de predicción energética para un nivel de significación del 95 % .	127
6.9. Parámetros estadísticos MAE, MAPE Y STD calculados para la validación del modelo de predicción horaria.	127
6.10. Valores de los parámetros de ajuste a y b del modelo diario de predicción energética para un intervalo de confianza del 95 % y factor de correlación del ajuste, R^2	134
6.11. Resumen de valores de MAE y MAPE calculados para la validación del modelo de predicción diaria de las distintas tecnologías fotovoltaicas.	137
6.12. Valores de eficiencia de módulo calculados a partir del parámetro de ajuste a del modelo y los valores proporcionados por el fabricante	138

Nomenclatura

α	Coeficiente de variación de la I_{sc} en función de la T_A , $\%/^{\circ}C$
β	Coeficiente de variación de la V_{oc} en función de la T_A , $\%/^{\circ}C$
δ	Ángulo de declinación
$\delta(T_M)$	Voltaje térmico de célula a una temperatura determinada, mV
δ'	Declinación topocéntrica solar
η	Eficiencia de módulo, %
γ	Coeficiente de variación de la P_M en función de la T_A , $\%/^{\circ}C$
μ	Media poblacional
ν_t	Potencial térmico, (V)
ω_s	Ángulo horario
ϕ	Latitud geográfica
$\phi(\lambda)$	Densidad espectral del flujo de fotones, $m^{-2} \cdot nm^{-1} \cdot s^{-1}$
θ	Ángulo cenital
φ	Latitud geocéntrica
$E(\lambda)$	Irradiancia espectral, Wm^2/nm
E_0	Factor de excentricidad
$E_i(\lambda)$	Irradiancia espectral solar medida, Wm^{-2}/nm
$E_{meas}(\lambda)$	Irradiancia medida por longitud de onda, Wm^{-2}/nm

- $E_{ref}(\lambda)$ Irradiancia de referencia por unidad de longitud de onda definida en el estándar AM 1,5, Wm^2/nm
- G^{EXP} Irradiancia medida, W/m^2
- G^{STC} Irradiancia en condiciones estándar, $1000 W/m^2$
- G_{ef} Irradiancia solar efectiva
- H' Ángulo horario local solar
- $I_{sc}^{EXP,i}$ Corriente de cortocircuito interpolada bajo unas condiciones de medida de irradiancia y temperatura, A
- I_n^{EXP} Corriente bajo unas determinadas condiciones de medida de irradiancia y temperatura, A
- I_{sc}^{EXP} Corriente de cortocircuito bajo unas determinadas condiciones de medida de irradiancia y temperatura, A
- I_n^{STC} Corriente en condiciones estándar de irradiancia y temperatura, A
- I_{sc}^{STC} Corriente de cortocircuito en condiciones estándar de irradiancia y temperatura, A
- I_0 Constante solar, $1367 W/m^2$
- $P_{M,media}^{STC}$ Potencia máxima media anual en condiciones estándar, W
- $P_{M,fab}^{STC}$ Potencia en condiciones estándar proporcionada por el fabricante, W
- $P_{M,calculada}$ Potencia máxima calculada por el modelo, W
- $P_{M,medida}$ Potencia máxima medida y registrada por el sistema, W
- $SR(\lambda)$ Respuesta espectral del dispositivo de captura de irradiancia solar
- $SR_{meas}(\lambda)$ Respuesta espectral del dispositivo testado, nm
- $SR_{ref}(\lambda)$ Respuesta espectral del dispositivo de referencia, nm
- T_m^{EXP} Temperatura de módulo medida, $^{\circ}C$
- T_m^{STC} Temperatura de módulo en condiciones estándar, $25^{\circ}C$

V_{oc}^{EXP}	Voltaje de circuito abierto bajo unas determinadas condiciones de medida de irradiancia y temperatura, V
V_{oc}^i	Voltaje de circuito abierto interpolado, V
V_{oc}^{STC}	Voltaje de circuito abierto en condiciones estándar de irradiancia y temperatura, V
m	Factor de idealidad del diodo
N	Número de células en serie de un panel fotovoltaico
q	Carga del electrón, $1,602 \cdot 10^{-19} \text{ C}$
v_v	Velocidad de viento, m/s
a-Si	Silicio amorfo
a-Si/ μ c-Si	Silicio amorfo-microcristalino
AIST	Advance Industrial Science and Technology, Research Center for Photovoltaic
AM	Masa de Aire
AM_{abs}	Masa de aire absoluto
APAC	Asia- Regiones del Pacífico
APE	Energía Media Fotón
c-Si	Silicio cristalino
CdTe	Telururo de cadmio
CIGS	Seleniuro de cobre, indio, galio
CIS	Diseleniuro de cobre e indio, CuInSe_2
CPV	Concentración Fotovoltaica
$\text{Cu}_x\text{S-CdS}$	Composite Sulfuro de cobre (x)- Sulfuro de cadmio
$\text{Cu}_x\text{Se-CdSe}$	Composite Seleniuro de cobre (x)- Seleniuro de cadmio

$\text{Cu}_x\text{Te-CdTe}$ Composite Telururo de cobre (x)- Telururo de cadmio

DSSC Células Solares con Tinte Fotosensible

E Energía generada por un módulo fotovoltaico, Wh

e Ángulo altura solar

e_o Ángulo topocéntrico de elevación solar

$E_{REF}(\lambda)$ Irradiancia espectral solar de referencia, Wm^{-2}/nm

E/A Energía que genera el sistema por unidad de área, Wh/m^{-2}

EA Error Absoluto

EPIA Asociación Europea de la Industria Fotovoltaica

ER Error Relativo, %

FF Fill Factor, %

FhG-ISE Instituto de Sistemas de Energía Solar Fraunhofer

FV Fotovoltaica

G Irradiancia, W/m^2

G_i^{EXP} Irradiancia recibida en el plano de módulo, W/m^2

G_i^{STC} Irradiancia en condiciones estándar, $1000 \text{ W}/\text{m}^2$

G_{ext} Irradiancia solar extraterrestre, W/m^2

G_{STC} Irradiancia en condiciones estándar, 1000 Wm^{-2}

GaAs Arseniuro de galio

H Irradiación recibida en la superficie del módulo, Whm^{-2}

H_2O_v Vapor de agua

HR Humedad Relativa, %

I_M Corriente máxima, A

I_{sc}	Corriente de cortocircuito, A
IC	Intervalo de confianza
InP	Fosfuro de indio
K	Constante de Boltzman, $1,381 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$
k_t	Índice de transparencia
MAE	Error Absoluto Medio
MAPE	Error Porcentual Absoluto Medio, %
mc-Si	Silicio monocristalino
MEA	Oriente Medio y África
Newport	Newport Technology and Application Center
NREL	National Renewable Energy Laboratory
P	Presión, mmHg
P_M^{EXP}	Potencia máxima de módulo medida bajo condiciones determinadas, W
$P_M^{STC,ref}$	Potencia máxima en condiciones estándar proporcionada por el fabricante, W
P_M^{STC}	Potencia máxima de módulo en condiciones estándar, W
P_0	Presión estándar, 760 mmHg
$P_{M,25^\circ C}$	Potencia máxima corregida por temperatura, W
P_M	Potencia máxima, W
pc-Si	Silicio policristalino
PR	Performance Ratio, %
RD	Desviación relativa, %
RoW	Resto del mundo
SANDIA	SANDIA National Laboratories

SF Spectral Factor

STC Standard Test Condition

STD Desviación Estándar

STD Desviación estándar

T_M^{STC} Temperatura de módulo en condiciones estándar, 25°C

$T_{A,max}$ Temperatura ambiente máxima diaria de módulo, °C

T_A Temperatura ambiente, °C

T_M Temperatura de módulo, °C

UV Radiación Ultravioleta

V_M Tensión máxima, V

V_{oc} Tensión de circuito abierto, V

Y Productividad de módulo o Yield, Wh/Wp

Capítulo 1

Introducción

Los objetivos de este capítulo son en primer lugar realizar una pequeña reseña de la historia de la energía solar fotovoltaica a través de los avances que se han ido desarrollando en la misma. En segundo lugar describir las energías fotovoltaicas que se estudian en la presente tesis doctoral, así como las que están en desarrollo, realizando una clasificación de las mismas y destacando sus características más importantes. Por último, mostrar la situación actual de la energía solar fotovoltaica en el mundo diferenciando entre la potencia instalada y la capacidad de producción mundial.

1.1. Pasado y presente de las tecnologías fotovoltaicas

Desde que en 1939 Alexandre Edmon Becquerel descubriera el efecto fotovoltaico hasta nuestros días, han sido muchos los descubrimientos y avances realizados en el campo de la tecnología fotovoltaica, El Chaar et al. (2011). Un breve repaso histórico dará cuenta de la evolución de los materiales y tecnologías fotovoltaicas y sus aplicaciones.

En 1885, el profesor W. Grylls Adams descubrió las propiedades fotoeléctricas del Selenio. Charles Fritts, en 1931, fabrica la primera célula solar de láminas de selenio revestidas con una fina capa de oro, utilizándose como sensores de luz de las cámaras fotográficas.

Años más tarde, 1921, Albert Einstein recibe el Premio Nobel de Física al descubrir que los fotones de la radiación de alta frecuencia (UV) podían arrancar

electrones que generaban una corriente eléctrica. Pero no fue hasta el año 1946 cuando el inventor estadounidense Russel Ohl, patentó las primeras células solares de silicio. Gerald Pearson, de laboratorios Bells, crea una célula fotovoltaica de silicio con mayor eficiencia, en torno al 6 %, El Chaar et al. (2011). En la década de los 50 hay un rápido desarrollo de las células solares debido a su uso en satélites y programas espaciales, sobre todo en células de silicio cristalino con eficiencias de conversión entre el 6 y 10 %, Razykov et al. (2011). En 1954 Chapin, Fuller y Pearson desarrollaron los primeros paneles solares capaces de proporcionar una potencia de 10W en días muy soleados, (Perlin (2004), Green et al. (2005)). Durante muchos años, su principal aplicación fue proporcionar energía a vehículos espaciales.

En la década de los 60 tuvieron lugar numerosos avances. Entre ellos cabe destacar: el desarrollo del pc-Si, el estudio de la tecnología de lámina delgada para mejorar la capacidad de producción, reduciendo tanto el material como la energía empleados en el proceso de fabricación de células. También se realizan las primeras investigaciones sobre células basadas en semiconductores de los grupos III-V y II-VI (Cu_xS -CdS, Cu_xSe -CdSe y Cu_xTe -CdTe), por ser materiales ligeros y flexibles, (El Chaar et al. (2011), Tyagi et al. (2013)).

El concepto de tecnología de lámina delgada emerge en la época de los 70. La crisis energética que azotó esta época favoreció la investigación y el desarrollo de la energía solar fotovoltaica. En 1974, Wagner, Shay, Migliorato y Kasper, desarrollan la primera célula CIS con una eficiencia de conversión del 12 %. Más tarde, en 1976, Kazmerski, White y Morgan desarrollan la primera célula de lámina delgada por evaporación de CuInSe_2 . En este mismo año, Carlson y Wronski, publican el primer artículo sobre células de silicio amorfo (a-Si) en Applied Physics Letter, Razykov et al. (2011). En esta época el silicio cristalino permanece como líder del mercado espacial a pesar de que se descubre que las células solares espaciales sufren degradación debido a su exposición solar. El método de crecimiento de silicio por zona de flotación promete convertirse en la solución, El Chaar et al. (2011).

En esta década también cabe destacar el primer uso público de los paneles solares: aplicación en las calculadoras.

Durante la década de los 80 se produce un gran crecimiento del mercado fotovoltaico debido a la implantación de las plantas multi-megavatio, Razykov et al. (2011). Siguen investigándose las tecnologías de la década anterior con el

desarrollo de las células de InP, que alcanzan una eficiencia de conversión del 18 %. Aparecen los primeros módulos de a-Si en el mercado. La década de los 90 se centra en el desarrollo de la tecnología de concentración (CPV), utilizando lentes, espejos o la combinación de ambos. Se mejoran las células GaAs/Ge a pesar de su alto coste de fabricación, reduciendo tanto la superficie como el peso de la célula y mejorando su eficiencia. Las células multiunión se convierten en la gran promesa, alcanzando eficiencias de hasta el 30 %. Primera producción industrial de módulos CIS por la empresa Siemens, basándose en la tecnología de Arco Solar. Investigación del crecimiento en sustrato de las células CIGS, El Chaar et al. (2011).

El mundo de la energía solar fotovoltaica ha experimentado un desarrollo muy acelerado por diversos factores a lo largo de los años. Pero principalmente, esta evolución se ha producido porque la energía solar se ha perfilado como una de las principales fuentes naturales de generación de energía eléctrica.

Una gran variedad de materiales han sido estudiados, con el objetivo de mejorar y afianzar esta tecnología. No obstante, el silicio cristalino es la tecnología fotovoltaica con mayor grado de madurez y aplicación en esta industria. Con el objetivo de abaratar costes de fabricación y aumentar el volumen de producción, surge el concepto de tecnología de lámina delgada o thin-film. Actualmente, este campo se encuentra bajo investigación y desarrollo con la finalidad de conseguir aquella tecnología que reúna todas las características esenciales, que son una alta eficiencia de conversión y un bajo coste de producción. Aunque la tendencia actual es la investigación de nuevos materiales basados en la nanotecnología, que además de reducir costes, presentan mayor flexibilidad y alta efectividad de conversión fotovoltaica, Tyagi et al. (2013).

1.2. Clasificación, descripción y evolución de las distintas tecnologías fotovoltaicas

Existe un amplio abanico de diferentes tecnologías que se utilizan en la elaboración de paneles fotovoltaicos y que abarcan desde las tecnologías actuales hasta aquellas que se encuentran en pleno desarrollo y que pueden ser utilizadas en un futuro. Todas ellas se encuentran clasificadas dentro de tres grupos, desde las actuales o llamadas de primera generación hasta las futuras, llamadas de tercera

1.2. Clasificación, descripción y evolución de las distintas tecnologías fotovoltaicas

generación, Bagnall y Boreland (2008).

- Tecnologías FV de primera generación. Son aquellas tecnologías ampliamente utilizadas a nivel comercial, con cuota de mercado significativa en el mercado global. Están compuestas principalmente por las basadas en obleas de silicio cristalino.
- Tecnologías FV de segunda generación. Con un nivel de desarrollo elevado y presentes de forma significativa en el mercado mundial. Las tecnologías de segunda generación son las tecnologías de lámina delgada, también conocidas como thin-film.
- Tecnologías FV de tercera generación. Son diferentes tipos de células fotovoltaicas que actualmente están siendo investigados o que se están comenzando a comercializar y que persiguen reducir el coste del vatio pico abaratando los costes de fabricación. Las tecnologías de la tercera generación son las células solares orgánicas (poliméricas), células de concentración y las células de Grätzel o DSSC (Dye-Sensitized Solar Cells), también llamadas células electroquímicas.

La **primera generación** de células fotovoltaicas son de silicio cristalino, c-Si, (silicio mono-cristalino, mc-Si, y poli-cristalino, pc-Si).

El silicio cristalino ha sido y continúa siendo la tecnología fotovoltaica dominante, con una cuota de mercado del 80 % y una potencia instalada acumulada de más de 30 GW en todo el mundo. En las últimas previsiones de la EPIA hasta el 2017, se espera que siga siendo la tecnología dominante del mercado debido a su madurez, a la disminución costes de producción y a que países *nuevos* en el mercado fotovoltaico, como China, apoyan esta tecnología. La inversión en silicio es una apuesta segura ya que los precios de producción se han abaratado y cuenta con una mayor eficiencia de conversión, en comparación con otras tecnologías fotovoltaicas. Además a esta tecnología la respaldan numerosas instalaciones operativas con más de 30 años de vida.

Está basada en el silicio, material abundante en la corteza terrestre, con propiedades bien conocidas y cuya tecnología de procesamiento ha sido ampliamente estudiada y explotada en la industria de la microelectrónica.

Células de silicio monocristalino. Son las más utilizadas en la industria fotovoltaica por su alta eficiencia y su coste de producción. El silicio monocristalino se obtiene a partir de un cristal de silicio de máxima pureza, que puede obtenerse a partir del silicio policristalino por dos métodos: el método Czochralski o el Método de Zona Flotante.

El espesor medio de las obleas de silicio monocristalino se redujo de 0,32 mm en 2003 a 0,17 mm en 2008, con un aumento del rendimiento del 14 % al 16 %. La máxima eficiencia alcanzada por una célula solar de silicio monocristalino ha sido del 23 % bajo condiciones estándar de medida, pero el valor más alto conseguido ha sido del 24,7 %, El Chaar et al. (2011).

Células de Silicio Policristalino. La fabricación del silicio policristalino es similar a la del silicio monocristalino, con la diferencia que el silicio utilizado en su proceso de fabricación es de menor calidad y coste que el empleado para el c-Si. Sin embargo, son muy empleadas en energía solar fotovoltaica por que el proceso de cristalización es más económico y aunque el material obtenido es de calidad inferior, proporcionan el mayor rendimiento en W/cm^2 . Se han llegando a obtener rendimientos superiores al 20 % con células de silicio en fase de producción en serie, posibilitando la construcción de paneles ligeros y pequeños con buena relación de potencia.

En el año 2012 la producción europea de silicio poli-cristalino fue del 17 % anual y en 2013 del 20 %, ya que aumentó su demanda. Presentan como ventaja una baja degradación con el paso del tiempo.

Las células fotovoltaicas clasificadas como de **segunda generación**, no están basadas en silicio. Estas engloban módulos de lámina delgada y las células multiunión.

Módulos de lámina delgada. Los módulos de lámina delgada se realizan depositando capas extremadamente finas de materiales fotosensibles sobre un soporte o sustrato rígido o flexible que entrará a formar parte del módulo fotovoltaico. Este soporte suele ser de vidrio, acero inoxidable o plástico, materiales de bajo coste.

Están basados en semiconductores con elevado coeficiente de absorción, de modo que es suficiente con unas pocas micras de material, permitiendo un proceso de fabricación mucho más económico y elevados niveles de automatización.

1.2. Clasificación, descripción y evolución de las distintas tecnologías fotovoltaicas

El consumo energético en la fabricación es mucho menor, lo que se traduce en tiempos de retorno energético muy reducidos. Pero como desventaja, estos materiales presentan tasas de eficiencia inferiores a la tecnología del silicio (entre 5 % y 13 %).

Las tecnologías de lámina delgada engloban principalmente, a las de lámina delgada policristalina: telururo de cadmio (CdTe), silicio amorfo (a-Si), diseleniuro de cobre-indio-galio (CIGS) y silicio microamorfo, y a las de lámina delgada monocristalina: arseniuro de galio (GaAs). Los módulos de lámina delgada empiezan a cobrar fuerza en el mercado mundial de módulos fotovoltaicos a partir del año 2006, llegando en el año 2009 a superar el 15 % del volumen de mercado. En el año 2010 se produjeron casi 1,5 GW de módulos de CdTe, 1,4 GW de módulos de silicio amorfo y 0,4 GW de módulos de CIGS. Según las previsiones de la Asociación de la Industria Fotovoltaica Europea (EPIA), estas tecnologías irán ganando terreno a las de silicio cristalino, alcanzado el 33 % de la producción mundial en el año 2020.

Módulos de telururo de cadmio, (CdTe). El telururo de cadmio es un material policristalino cuyo coeficiente de absorción es aún más elevado que el del silicio amorfo. Es conocido por tener una banda GAP idónea (1,45 eV), basta con 2 μm de material para absorber la mayor parte útil del espectro solar.

Al contrario que otras tecnologías su proceso de fabricación es sencillo y económico, ya que no presenta problemas a la hora de ser depositado, siendo una ventaja a la hora de producir a gran escala. Las láminas de CdTe pueden fabricarse utilizando una gran variedad de métodos al vacío y sin vacío, clasificados a su vez dentro de procesos realizados a alta y baja temperatura. Los módulos de CdTe industriales presentan eficiencias en torno al 11 %, aunque a nivel de laboratorio se ha llegado hasta el 16,7 %.

El desarrollo de esta tecnología se ha visto frenado por dos factores: la toxicidad del Cadmio, que supuso inicialmente un impedimento al desarrollo de esta tecnología y la escasez de Telurio. Sin embargo, hoy en día no se considera preocupante su toxicidad ya que el Cadmio está integrado en el interior del módulo fotovoltaico y no se produce ningún tipo de emisión al medioambiente. En cuanto a la escasez de Telurio, las reservas naturales son suficientes para soportar un crecimiento exponencial de su explotación pero el grado de dificultad de su extracción y el posible aumento de costes se desconoce. El fabricante de módulos First Solar hizo extremadamente popular esta tecnología dentro de las

tecnologías de lámina delgada debido a la eficiencia que conseguía con su proceso de producción y la capacidad de reducir costes de producción ofreciéndola en el mercado a precios muy competitivos.

Módulos de silicio amorfo, (a-Si). Una de las primeras tecnologías de lámina delgada desarrolladas, se diferencia del silicio cristalino en que no presenta una estructura ordenada a nivel atómico y contiene un gran número de átomos con enlaces no saturados, que han de pasivarse con hidrógeno. Esta estructura atómica *desordenada* es lo que le confiere al material una banda GAP más ancha que la del silicio cristalino, 1,7 y 1,1 eV respectivamente; posibilitando al silicio amorfo una mejor absorción de la parte visible del espectro solar.

Su fabricación es mucho más económica que la del silicio cristalino. Además, al tener un coeficiente de absorción 40 veces mayor que este último, basta con utilizar 1 micra de material para absorber el 90 % del espectro utilizable. Esto significa que se puede reducir drásticamente el uso del material activo y por tanto el coste. Esta tecnología presenta múltiples variantes como la unión tándem, doble y triple unión, diferentes sustratos y cada una de estas a su vez puede tener diferentes rendimientos.

Los módulos de silicio amorfo de unión simple sufren una degradación después de ser expuestos a la luz y esa eficiencia disminuye, estabilizándose alrededor del 4-8 %. Esta disminución de la eficiencia viene provocada por el efecto Staebler-Wronski, mediante el cual aproximadamente un 20 % de eficiencia inicial se pierde durante las primeras horas de exposición del módulo a la luz natural. Con el objetivo de mejorar estos problemas de degradación, se han fabricado módulos de silicio amorfo con estructuras más complejas, utilizando uniones dobles y triples o bien una heterounión en la que se incluye en el dispositivo una capa de silicio microcristalino. No obstante, las eficiencias conseguidas bajo condiciones STC para los módulos multi-unión están comprendidas entre 6-7 % y para los hetero-unión entre 8-9 %.

Módulos de CIGS. El diseleniuro de cobre-indio-galio (CIGS) es también un material policristalino, con un coeficiente de absorción mayor aún que el CdTe y el a-Si. Por esta razón presentan los valores más altos de eficiencia de todas las tecnologías de lámina delgada. Sin embargo, el proceso de fabricación es complejo, lo que hace que hasta ahora esta tecnología no haya sido económicamente tan ventajosa como el CdTe y el a-Si.

1.2. Clasificación, descripción y evolución de las distintas tecnologías fotovoltaicas

Las células GIGS pueden adquirir dos configuraciones en su proceso de fabricación: configuración en sustrato o superestrato. Las condiciones del proceso de configuración en superestrato favorecen una mayor eficiencia de conversión en la célula resultante. Esta configuración fue estudiada a principios de los 80, obteniéndose eficiencias de conversión inferiores al 5 %, aunque más recientemente se han obtenido eficiencias superiores al 13 % gracias a la sustitución de la capa de CdS por ZnO y co-evaporando Na_xSe durante la deposición de CIGS.

Las películas de CIGS han despertado un gran interés para aplicaciones terrestres porque son altamente flexibles, estables y eficientes. Estos módulos flexibles de CIGS también presentan un excelente potencial para aplicaciones espaciales por su alta tolerancia a la radiación del espacio, siendo esta entre 2 y 4 veces superior a las células convencionales de silicio o de GaAs.

Módulos de GaAs. Tanto el Arsenio como el Galio tienen muy buenas propiedades para la conversión fotovoltaica pero a su vez, presenta un coste muy elevado. Una forma de reducir costes es utilizar un elemento óptico que concentre la luz solar sobre la célula.

Actualmente existen productos maduros a nivel comercial y se han instalado las primeras plantas fotovoltaicas con tecnología III-V y concentración. Aunque el volumen de mercado es aún inferior al 1 %, las expectativas de la EPIA son que esta tecnología, junto con el resto de tecnologías emergentes, llegue al 6 % del mercado global en el año 2020.

La eficiencia teórica de este tipo de células se encuentra próxima al 31 %. Para obtener mayores eficiencias de conversión la solución pasa por la multiunión de dos o más células de diferentes bandas GAP. La mejor eficiencia de conversión obtenida en células multi-unión ha sido alrededor del 41 %.

Las tecnologías fotovoltaicas de **tercera generación** se encuentran en desarrollo o están empezando a ser comercializadas. Dentro de estas se incluyen la energía fotovoltaica de concentración, células orgánicas y células electroquímicas. (**Células solares orgánicas**). Las células solares orgánicas y solares poliméricas están formadas por láminas delgadas, de unos 100 nm, de semiconductores orgánicos como polímeros y compuestos como el pentaceno, polifenileno, ftalato-cianina de cobre y carbonos fullerenos.

Las células orgánicas presentan numerosas ventajas. Primero, no son materiales caros y sus coeficientes de absorción son tan altos que permiten utilizar películas de unos cientos nanómetros de espesor. Otra ventaja es que se puede ajustar su energía de GAP introduciendo diferentes impurezas en el material, presentando compatibilidad con sustratos plásticos. Pueden sintetizarse moléculas y luego integrarlas en composites orgánico-orgánico o inorgánico-orgánico en procesos de fabricación de bajo coste, ya que no necesitan condiciones de alta temperatura o alto vacío en su proceso de obtención.

Las células orgánicas pueden fabricarse mediante técnicas como la inyección de tinta, la serigrafía o el spin-on, que tienen lugar a temperatura ambiente. Estos procesos permiten líneas de fabricación roll-to-roll en el que en el nivel de automatización es muy elevado. Además presentan alta flexibilidad, Razykov et al. (2011).

No obstante, los compuestos orgánicos presentan una limitación importante y es que absorben en una banda estrecha del espectro. Para mejorar la absorción de la radiación solar se han desarrollado multiuniones con diferentes materiales absorbedores, obteniéndose eficiencias del 5,7 % para un tándem de células basadas en materiales orgánicos de bajo peso molecular, Forrest (2005).

La principal desventaja que presentan las células orgánicas es que los materiales orgánicos presentan poca estabilidad y la degradación que sufren las mismas viene producida por cambios en la morfología, pérdida de adhesión interfacial e interdifusión de los componentes.

Células de Grätzel, DSSC o electroquímicas. Las células fotoelectroquímicas, también llamadas células de colorante (Dye- Sensitized Solar Cells, DSSC) o de Grätzel, fueron introducidas en los años 90 y han sido estudiadas por tener una eficiencia de conversión razonable, tener un fácil montaje y ser de bajo coste.

Tienen un mecanismo de funcionamiento similar a la fotosíntesis. Entre las ventajas de estas células caben destacar: su menor coste de fabricación, una mayor posibilidad de incorporación en la estructura arquitectónica de los edificios y su transparencia, que les da una mayor posibilidad de captar la luz desde diferentes ángulos.

Las eficiencias de conversión de estas células son muy cercanas a las de la tecnología de lámina delgada del silicio amorfo, pero su coste de fabricación es

1.2. Clasificación, descripción y evolución de las distintas tecnologías fotovoltaicas

mucho menor (Ekins-Duakes et al. (2000), Green (2004)). El récord de eficiencia con esta tecnología está actualmente en 10,4 %, aunque a nivel comercial las eficiencias están en el rango 3-6 %.

Células de concentración, (CPV). Los sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV) se basan en el uso de sistemas ópticos con el objetivo de aumentar la radiación recibida por las células solares. Para tal fin son empleados dispositivos ópticos de tecnologías baratas y accesibles, como son lentes y espejos, que permiten concentrar la luz sobre pequeñas células con alta eficiencia de conversión. Así, el objetivo final de estos sistemas es reducir costes, reduciendo la superficie de la célula al máximo. La máxima eficiencia alcanzada por estas células, en laboratorio, ha sido del 43,5 %, mientras que las células comerciales de concentración obtienen eficiencias del 39 % y los sistemas ópticos están en torno al 85 %. Actualmente, la eficiencia de conversión de módulos de CPV se encuentran alrededor del 27 %.

La tecnología de concentración utiliza lentes que solamente utilizan la radiación solar directa, esto implica el uso en instalaciones de seguidores solares de alta precisión.

La industria fotovoltaica continúa investigando nuevos materiales que permitan maximizar la eficiencia de conversión. Existen varias tecnologías que están actualmente a nivel de investigación fundamental o fabricación de primeros prototipos. Materiales con propiedades mecánicas mejoradas, bajo coste, mayor ligereza y un buen rendimiento eléctrico, son algunas de las ventajas características de las nuevas tecnologías utilizadas en la industria fotovoltaica, Tyagi et al. (2013). Algunos ejemplos de estas tecnologías se citan a continuación:

- Células solares de banda intermedia. Están formadas por un material que contiene uno o varios niveles energéticos adicionales entre la banda de valencia y la banda de conducción, que permiten la absorción de fotones con energías inferiores a la del GAP, sin introducir centros de recombinación adicionales e incrementando así la fotocorriente sin degradar el voltaje. El límite de eficiencia teórica para estas células es del 63 %.

El gran inconveniente que presenta esta tecnología es que los materiales utilizados pueden contener cuantiosos defectos, lo que se traduce en una reducción de la movilidad de los portadores de carga.

- Nanotubos de carbono (CNT). Fotodiodo solar de nanotubos de carbono. Experimentalmente ha obtenido eficiencias de conversión comprendidas entre el 3-4 %. A pesar de su baja conversión muchos investigadores están trabajando para mejorar resultados.
- Quantum Dots (QD). Semiconductor formado por varios materiales que permiten controlar la energía de la banda GAP. La eficiencia de estas células solares puede verse afectada por los defectos intrínsecos al material, Gorji (2012).
- Las células de portadores calientes o *hot carriers*, es una de las tendencias más complicadas y novedosas en cuanto a células fotovoltaicas, puesto que utiliza los contactos de energía selectivos para extraer la luz generada por los *portadores calientes* (que son los pares electrón-hueco) de las regiones semiconductoras sin transformar su energía extra en calor. Alcanza una eficiencia de conversión del 66 %, tres veces superior a la eficiencia del silicio cristalino, Tyagi et al. (2013).

En la Tabla 1.1 se recogen los mejores resultados de eficiencia de célula y de módulo obtenidos por distintos laboratorios bajo condiciones AM 1,5, irradiancia 1000 W/m^2 y 25°C , según lo establecido en las normas IEC 6094-3:2008 y ASTM G-173-03 global para las tecnologías fotovoltaicas descritas anteriormente, Green et al. (2015). Durante el año 2014 se han mejorado las eficiencias de conversión de las distintas tecnologías fotovoltaicas. Para el caso de la tecnología silicio multicristalino, el Instituto Fraunhofer ha medido para una célula de tamaño natural de 4244 cm^2 , una eficiencia del 20,8 %. Para el silicio cristalino, el NREL ha medido una eficiencia de 21,2 % para un submódulo de dicha tecnología de 240 cm^2 de área. En tercer lugar, para células de CdTe, el Newport Technology and Applications Center ha medido una eficiencia del 21 % para una célula de $1,06 \text{ cm}^2$ de área.

Tabla 1.1: Mejores resultados de eficiencia de célula y de módulo obtenidos por distintos laboratorios bajo condiciones de operación en laboratorio AM 1,5, 1000 W/m^2 de irradiancia y $25^\circ C$ de temperatura de módulo. (IEC 6094-3:2008 y ASTM G-173-03 global)

	Tecnologías	η célula (%)	FF (%)	Centro Test	η módulo (%)	FF (%)	Centro Test
1 Gen	Si cristalino	$25,6 \pm 0,5$	82,7	AIST	$22,9 \pm 0,6$	80,3	SANDIA
	Si multicristalino	$20,8 \pm 0,6$	80,3	NREL	$18,5 \pm 0,4$	76,2	FhG-ISE
2 Gen	a-Si	$10,2 \pm 0,3$	69,8	AIST			
	CdTe	$21,0 \pm 0,4$	79,4	Newport	$17,5 \pm 0,7$	76,6	NREL
	CIGS	$20,5 \pm 0,6$	77,2	NREL	$15,7 \pm 0,5$	72,5	NREL
	GaAs	$28,8 \pm 0,9$	86,5	NREL	$24,1 \pm 1,0$	84,2	NREL
	a-Si/ (μ) c-Si	$11,4 \pm 0,3$	73,1	AIST			
3 Gen	DSSC	$11,9 \pm 0,4$	71,2	AIST	$9,9 \pm 0,4$	71,4	AIST
	Orgánicas Poliméricas	$11,0 \pm 0,3$	71,4	AIST	$8,5 \pm 0,3$	67,3	AIST

1.3. Situación de la fotovoltaica en los últimos años

En los últimos años, la energía solar fotovoltaica ha experimentado un crecimiento exponencial impulsado por la necesidad de asumir retos en materia de generación energética. En 2009 la capacidad fotovoltaica instalada a nivel mundial fue de 24 GW ; en 2010 aumentó hasta los 40,7 GW ; en 2011 se produjo un gran crecimiento, alcanzando los 70,5 GW instalados y en 2012, más de 100 GW fueron instalados en todo el mundo. En 2013, la capacidad fotovoltaica instalada alcanzó los 138,9 GW con una capacidad de producción eléctrica de 160 TWh/año.

Mientras que la instalación de capacidad acumulada de sistemas fotovoltaicos sigue aumentando mundialmente, recientemente se está produciendo un cambio en la tendencia del mercado mundial, como se puede observar en la Figura 1.1. Hasta el año 2011, Europa lideraba este mercado representando el 74 % de las instalaciones PV mundiales. En 2012 representaba el 55 % y en 2013 pasó al 29 %. Esto es debido al crecimiento de nuevos mercados, como son China y Japón, principalmente, y en menor medida Estados Unidos.

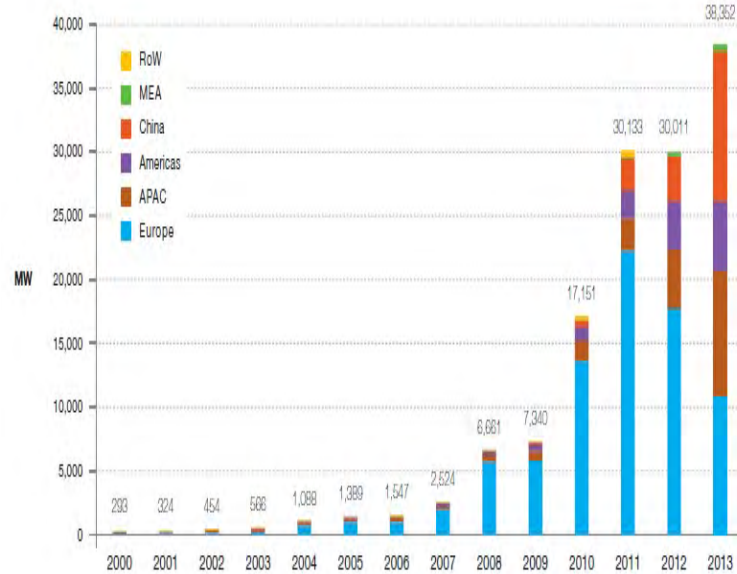


Figura 1.1: Evolución de la capacidad instalada acumulada fotovoltaica mundial desde 2010 hasta 2013. Informe Global Market Outlook for PV 2014-2018.EPIA.

Actualmente, el mercado europeo de la energía solar fotovoltaica está sufriendo drásticos cambios debido a las nuevas políticas energéticas que se están estableciendo. A pesar de que en el año 2013 la tecnología solar fotovoltaica se perfilaba como una tecnología bastante competitiva, económicamente hablando, debido a la disminución de costes y al aumento del precio de la electricidad, en muchos mercados europeos el hecho de que muchos gobiernos hayan dejado de dar soporte a esta tecnología se ha traducido en una drástica disminución del mercado fotovoltaico en países que anteriormente habían sido líderes, en cuanto a potencia fotovoltaica instalada se refiere. Países como Alemania, Bélgica, Italia, Francia y España han reducido notablemente el número de nuevas instalaciones. Por el contrario, otros como China o Japón donde el gobierno está facilitando la introducción de tarifas de apoyo a las instalaciones fotovoltaicas, está provocando un rápido crecimiento de este mercado en estos países.

Actualmente, el país con mayor potencia fotovoltaica conectada a red en un año es China con 11,8 *GW*, seguido por Japón con 6,9 *GW* y Estados Unidos con 4,8 *GW*. Estos datos de potencia conectada a red anual han superado los récords anuales existentes hasta ahora que habían sido ostentados por países como Italia, con 9,36 *GW* en 2011 y Alemania, con 7,4 *GW* en 2010 y 7,6 *GW* en 2012.

Estados Unidos aumentó su capacidad instalada durante el año 2012 en torno

1.3. Situación de la FV en los últimos años

a un 85 %. El récord en capacidad instalada lo alcanzó California, superando 1 *GW* de capacidad instalada. Este dato representa el 35 % de la capacidad total instalada en Estados Unidos.

En EEUU la energía fotovoltaica se está extendiendo a más estados debido a que los precios están bajando y a las medidas de apoyo por parte del gobierno.

No obstante, la energía solar fotovoltaica junto con la energía eólica han sido, por tercer año consecutivo, las energías renovables más instaladas dentro del mix energético europeo.

Con referencia a los últimos datos recogidos, 2013, en Europa se instalan actualmente, una media de 11 *GW* anuales, uno de los valores más bajos registrados desde el año 2009. Los países que mayor potencia fotovoltaica instalan son Alemania, 3,3 *GW*, seguida de Reino Unido, 1,5 *GW*, Italia, 1,4 *GW*, Rumanía con 1,1 *GW* y Grecia con 1,04 *GW*.

Durante el año 2011 hubo un gran crecimiento del mercado PV europeo liderado por los buenos contactos de Italia y las numerosas instalaciones realizadas en Alemania. Durante el año 2012 se produjo un récord en cuanto a la potencia fotovoltaica conectada a red en Alemania, lo cuál permitió a Europa seguir liderando el mercado mundial con 17,7 *GW/anuales* conectados a red. De estos 17,7 *GW*, el 65 % había sido instalado entre Alemania e Italia.

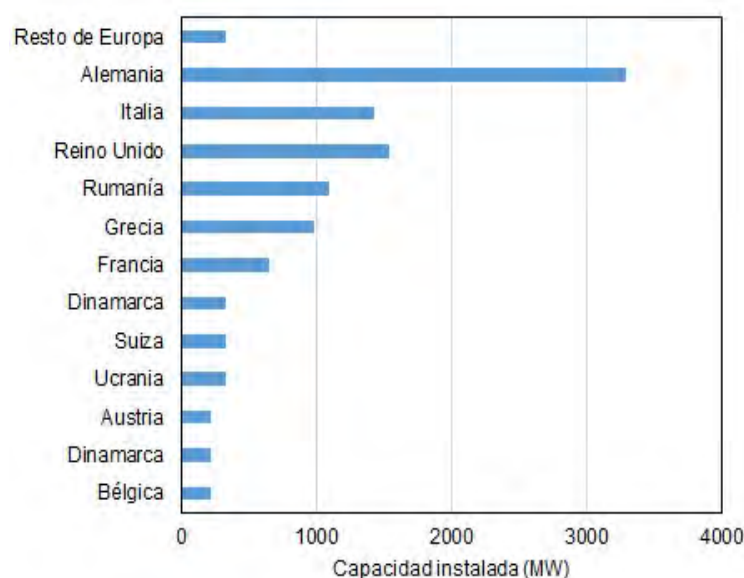


Figura 1.2: Capacidad de potencia solar fotovoltaica instalada por países europeos en 2013. Informe Global Market Outlook for PV 2014-2018.EPIA.

En 2013, Alemania e Italia reducen drásticamente la potencia instalada conectada a red y eso conlleva una caída del mercado europeo, al ser ambos países sus principales conductores. No obstante, otros países europeos como Suiza, Holanda, Austria o Bélgica, están empezando a tener notables progresos en este campo. Reino Unido ha tenido un desarrollo inesperado doblando su capacidad instalada en un año, 1,5 *GW*. De hecho, Reino Unido junto con Alemania son los dos países que se encuentran a la cabeza de la producción Europea (Fig. 1.2).

En cuanto a la capacidad anual mundial de producción de módulos fotovoltaicos, entre 2009 y 2012, últimos datos de los que se dispone hasta el momento, era entre un 150-230 % superior al número de módulos instalados.

Dentro del mercado mundial, Europa representa el 13 % de la producción de módulos fotovoltaicos y proporciona el 24 % de los módulos demandados dentro de Europa. El resto de la demanda es cubierta por módulos importados principalmente desde China y de la región APAC (zona de Asia y Región del Pacífico). China es el único país con capacidad de cubrir su propia demanda y al mismo tiempo exportar a otros países. La producción actual de las distintas tecnologías fotovoltaicas, en los principales países productores se representa en la Figura 1.3. La EPIA distingue cuatro grandes regiones productoras en el mundo, siendo estas China, América, Europa y APAC.

La industria fotovoltaica permanece actualmente fuerte en la zona asiática, compuesta por China y la región APAC, en cuanto a la producción de la tecnología cristalina se refiere. En China se están produciendo el 27 % del silicio policristalino fabricado a nivel mundial, el 66 % de las obleas y el 69 % de los módulos de silicio cristalino y un 6 % de tecnologías de lámina delgada.

En cuanto a Europa, la producción de diferentes tecnologías está repartida de forma bastante homogénea. Los porcentajes de fabricación son: 20 % silicio policristalino, 5 % de obleas y 14 % en silicio cristalino y en cuando a las tecnologías de lámina delgada 20 %, manteniendo esta producción a lo largo del año 2012. Alemania contribuye en gran medida a la producción de tecnología de lámina delgada, con la producción de módulos de tecnología CIGS y CdTe.

América destaca la producción de tecnología de silicio policristalino y cristalino, tanto en obleas como en módulos: 34 %, 2 % y 4 %, respectivamente; siendo el mayor productor de esta tecnología. En cuanto a las tecnologías de lámina delgada, ha alcanzado un 12 % de la producción mundial.

1.3. Situación de la FV en los últimos años

La zona de Asia-Regiones del Pacífico (APAC) ha conseguido cubrir algo más del 60 % de la producción mundial de tecnología de lámina delgada, y en la producción de silicio también tienen una cuota de producción representativa, como el 19 % del silicio policristalino producido a nivel mundial, un 27 % de las obleas y un 13 % de los módulos de silicio cristalino.

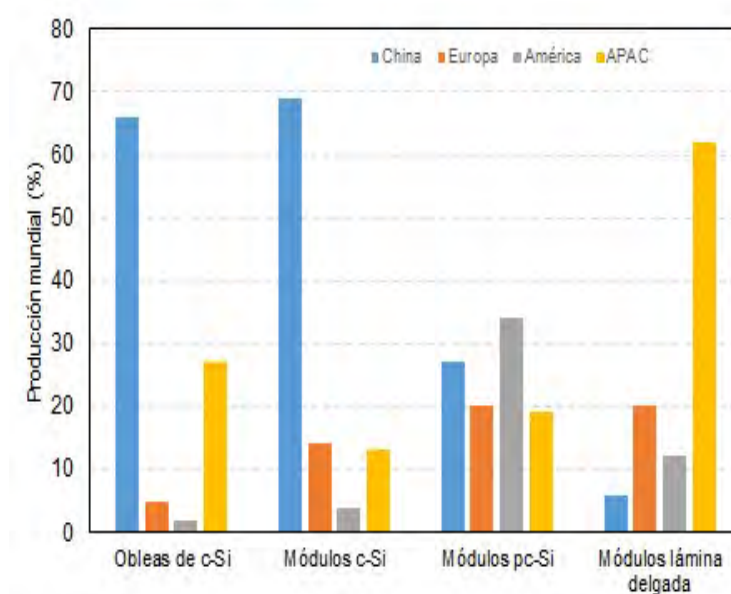


Figura 1.3: Producción mundial por regiones de las principales tecnologías solares fotovoltaica. Informe Global Market Outlook for PV 2014-2018.EPIA.

Otra tecnología que alcanzará el mercado serán las células orgánicas (OPV), aunque debido a su baja eficiencia no alcanzarán un nivel competitivo con el resto de tecnologías existentes.

En cuanto a las principales tecnologías (silicio policristalino, silicio cristalino y lámina delgada), no se le atribuyen cambios significativos en cuanto a su presencia en el mercado. La producción de silicio cristalino aumentará en detrimento de la producción de otras tecnologías fotovoltaicas que disminuirán su producción, como el silicio amorfo que disminuirá en torno a un 3 %. Este hecho se debe a las incertidumbres que rodean a esta tecnología; mientras que otras tecnologías de lámina delgada como el CdTe o el CIGS han evolucionado de forma rápida, el silicio amorfo presenta una eficiencia limitada en torno al 10 %.

Bibliografía

- BAGNALL, D. M. y BORELAND, M. Photovoltaic technologies. *Energy Policy*, vol. 36, páginas 4390 – 4396, 2008.
- EKINS-DUAKES, N., BUSCHNELL, D., ZHANDG, J., BARNHAN, K. y M., M. Strain-balanced materials for high-efficiency solar cell. En *Proceedings 28th IEEE PV Specialist*. 2000.
- EL CHAAR, L., LAMONT, L. y EL ZEIN, N. Review of photovoltaic technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, páginas 2165 – 2175, 2011.
- FORREST, S. The limits to organic photovoltaic cell efficiency. *Material Research Society Bulletin*, vol. 30, páginas 28–32, 2005.
- GORJI, N. E. A theoretical approach on the strain-induced dislocation effects in the quantum dot solar cells. *Solar Energy*, vol. 86, páginas 935 – 940, 2012.
- GREEN, M. Recent developments in photovoltaics. *Solar Energy*, vol. 76, páginas 3 – 8, 2004.
- GREEN, M., EMERY, K., HISHIKAWA, Y., WARTA, W. y DUNLOP, E. Solar cell efficiency tables (version 45). *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 53, páginas 1–9, 2015.
- GREEN, M. A., EMERY, K., KING, D. L., IGARI, S. y WARTA, W. Short communication: Solar cell efficiency tables (version 25). *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 13, páginas 49–54, 2005.
- PERLIN, J. The silicon solar cell turns 50. Informe técnico, The National Renewable Energy Laboratory, NREL. Report No. BR-520-33947, 2004.

RAZYKOV, T., FERKIDES, D., C. S. AND MOREL, STEFANAKOS, E., ULLAL, H. S. y UPADHYAYA, H. M. Solar photovoltaic electricity: Current status and future prospects. *Solar Energy*, vol. 85, páginas 1580 – 1608, 2011.

TYAGI, V., NURUL, A. A. R., RAHIM, N. R. y SELVARAJ, J. A. Progress in solar photovoltaic technology: Research and achievement. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 20, páginas 443 – 461, 2013.

Capítulo 2

Justificación y Objetivos

Los objetivos en este capítulo son analizar los antecedentes a esta tesis doctoral y describir la influencia de los parámetros meteorológicos en la generación energética de los módulos para poder justificar y definir los objetivos de la misma.

2.1. Antecedentes

La potencia máxima, P_M , de un módulo fotovoltaico proporcionada por el fabricante ha sido un parámetro tradicionalmente utilizado en la industria fotovoltaica para comparar la capacidad de producción de módulos, Huld et al. (2013). No obstante, la experiencia ha demostrado que las condiciones climáticas reales bajo las que operan los módulos fotovoltaicos distan bastante de las condiciones de test estándar (*STC*) bajo las que los paneles fotovoltaicos son caracterizados en laboratorio mediante el uso de simuladores solares. Además, se observa cierta diferencia entre la potencia medida en condiciones de sol real y el valor proporcionado por el fabricante.

Algunos autores plantean que utilizar el valor de la potencia máxima proporcionado por el fabricante para la determinación de parámetros de rendimiento energético característicos de una instalación fotovoltaica, conduce a valores de rendimiento de módulo distintos a los valores obtenidos utilizando la P_M medida bajo condiciones de sol real, Kenny (2006), Fuentes et al. (2007). Esta diferencia es debida principalmente a dos factores:

- Los diferentes límites de tolerancia que los fabricantes emplean a la hora

de calcular los parámetros eléctricos del módulo.

- La variación de la distribución espectral de la irradiancia incidente, que es función de las diferentes condiciones meteorológicas, de la estación del año y de la hora del día.

Con el objetivo de solucionar esta problemática, han sido varios los métodos que han desarrollado diversos autores para poder trasladar los valores de P_M medidos en condiciones de operación real a condiciones *STC*. Estos métodos se pueden clasificar en dos grandes grupos: métodos de traslación o algebraicos y los métodos numéricos, Fuentes (2009).

Los **métodos de traslación** utilizan dos ecuaciones separadas para trasladar cada punto *I-V* medido bajo unas condiciones de temperatura e irradiancia determinadas, a las condiciones deseadas. Son desarrollados en dos etapas: primero se mide o se calcula la curva *I-V* bajo unas condiciones determinadas y aplicando estos métodos se trasladan a las condiciones deseadas.

Algunos métodos de traslación que encontramos en la bibliografía son el Método de Sandstrom (1967); Método de traslación del estándar IEC 60891; Método de Blaesser y Rossi (1988); Método Anderson (1995), Método de los laboratorios NREL, Marion (2002); Método de interpolación bilineal, Marion et al. (2004); Método de Traslación, Abella (2005).

Los **métodos numéricos** no se basan en la traslación de los pares de valores de la curva característica *I-V*, sino en el punto de máxima potencia para las condiciones deseadas.

Dependiendo del método de resolución aplicado, los métodos numéricos, a su vez, pueden dividirse en dos: técnicas numéricas de iteración para resolver la ecuación implícita, que no necesita parámetros eléctricos iniciales característicos del módulo, y los métodos analíticos, que permiten obtener los parámetros sin necesidad de iterar proporcionando resultados dentro de un rango de incertidumbre aceptable. Caben destacar los trabajos realizados por Osterwald (1986); Knaupp (1991); Eikelboom y Reinders (1997) y Gottschalg et al. (1999).

Conocida la potencia en condiciones estándar suministrada por un módulo fotovoltaico, nos podemos plantear calcular la energía que generará el mismo. Es importante realizar esta estimación de energía para poder analizar la viabilidad económica de una instalación y supervisar su operación. Son muchos los autores que han intentado proporcionar una expresión que permita calcular la energía

generada por una instalación fotovoltaica, en ocasiones de forma indirecta a partir de la potencia y en otras ocasiones, en términos de energía.

Los **métodos indirectos** calculan la potencia entregada por el sistema y a partir de esta, calculan la energía por integración de la potencia en periodos de tiempo diarios, mensuales o anuales. Dentro de los métodos indirectos se diferencia entre los métodos que se basan en el cálculo de la curva característica $I-V$ para determinar la P_M del sistema, cálculo de la potencia mediante redes neuronales, métodos que utilizan la potencia trasladada a condiciones estándar (métodos explicados anteriormente) y aquellos que utilizan expresiones para calcular directamente la potencia combinando parámetros atmosféricos y parámetros eléctricos.

Métodos de cálculo de potencia a partir de la curva característica $I-V$. Están basados en los modelos de circuitos equivalentes de un diodo y dos diodos. El problema que plantean estos métodos es que requieren el uso de parámetros físicos que dependen de parámetros atmosféricos, por lo que se requiere la curva experimental $I-V$ o la proporcionada por el fabricante. Además la obtención de dichos parámetros requiere la resolución de algoritmos complejos o la sustitución de estos por expresiones analíticas aproximadas.

La curva característica $I-V$ también puede obtenerse con redes neuronales, Piliouline et al. (2013). Estas proporcionan valores de potencia con alta precisión. El único inconveniente que presentan es que se requiere un entrenamiento previo de la red con un conjunto significativo de datos experimentales como datos de entrada, bien sean registrados o simulados.

Métodos directos de cálculo de potencia . Estos métodos se basan en la aplicación de ecuaciones que calculan directamente la P_M , utilizando parámetros meteorológicos y parámetros característicos eléctricos proporcionados por el fabricante.

Dentro de estos métodos directos se citan algunos que proponen una expresión matemática sencilla que relaciona parámetros eléctricos y ambientales mediante una serie de parámetros empíricos calculados mediante ajuste por regresión. Entre ellos cabe destacar Taylor (1986); Gianolli-Rossi y Drebs (1988); Farmer (1992); Massi Pavan et al. (2011).

Método de Araujo-Green, (Araujo y Sánchez (1988); Green (1982)). Este método calcula (I_M, V_M) a partir de los valores de (I_{sc}, V_{oc}) calculados mediante

unas expresiones propuestas por el autor.

Método de Osterwald, Osterwald (1986). Este método calcula la potencia a partir de parámetros eléctricos proporcionados por el fabricante.

$$P_M = P_M^{STC} \cdot \frac{G}{G_{STC}} \cdot [1 + \gamma \cdot (T_M - T_M^{STC})] \quad (2.1)$$

Método de Taylor (1986). El método de Taylor calcula la potencia en función de la irradiancia recibida en la superficie del módulo, G , la temperatura ambiente, T_A , y la velocidad del viento, v_v , para valores de irradiancia superiores a 500 W/m².

$$P_M = a_1 + (a_2 + a_3 \cdot T_A) \cdot G + (a_4 + a_5 \cdot v_v) \cdot G^2 \quad (2.2)$$

donde los parámetros empíricos a_j son los coeficientes de regresión del modelo obtenidos a partir de medidas realizadas en condiciones *STC*.

Método de Gianolli-Rossi y Drebs (1988). Modelo de regresión no lineal para el cálculo de la potencia, P_M , en función de la irradiancia incidente, G , válido para días con condiciones de cielo claros y para valores de irradiancia superiores a 500 W/m². Estos autores no consideraban la dependencia de la potencia con la temperatura. Este modelo realiza una predicción de la potencia por exceso, Skoplaki y Palyvos (2009).

Para la estimación de potencia se utiliza la expresión 2.3, donde b_j son los coeficientes de regresión.

$$P_M = b_1 \cdot G + b_2 \cdot G^2 + b_3 \cdot G \cdot \ln G \quad (2.3)$$

Método PVUSA, Farmer (1992). Este método determina la potencia de salida de módulo en función de la irradiancia solar en el plano de módulo, G , la temperatura ambiente, T_A , y la velocidad local del viento, v_v , medida a 10 metros de altura sobre el suelo evitando así la desviación del viento por ningún elemento, mediante la siguiente ecuación no lineal:

$$P_M = G \cdot (c_1 + c_2 \cdot G + c_3 \cdot T_A + c_4 \cdot v_v) \quad (2.4)$$

El efecto del viento genera una disminución de la temperatura de trabajo del

panel fotovoltaico mediante refrigeración por convección forzada, favoreciendo la generación de potencia. Este método no es válido para irradiancias inferiores a 400 W/m^2 y la incertidumbre de predicción del modelo es del orden del 4-5 %.

Método de Kroposki et al. (1994). Calcula la potencia a partir de una expresión que supone una dependencia lineal entre la P_M y la P_M^{STC} . Se trata de un método simple pero poco preciso porque no tiene en cuenta la influencia de la temperatura de célula en la potencia generada.

$$P_M = \frac{G}{G_{STC}} \cdot P_M^{STC} \quad (2.5)$$

Método de Anderson, Anderson y Dunlop (2000). Estos autores proponen un método de cálculo de potencia a partir de dos parámetros: la irradiancia global en el plano de módulo y la temperatura ambiente. Pero este método requiere una base de datos de medidas realizadas en laboratorio para crear una superficie de rendimiento en función de la irradiancia y de la temperatura ambiente que permite predecir la potencia para una localización determinada. Este método fue aplicado en módulos de silicio cristalino por la European Solar Testing Installation obteniendo muy buenos resultados, Skoplaki y Palyvos (2009).

Método de King et al. (2004). Este método calcula la potencia a partir de relaciones entre los parámetros eléctricos del módulo y las variables meteorológicas para módulos de distintas tecnologías. Se obtienen buenos resultados, pero su utilización es bastante compleja ya que requiere la determinación experimental de un gran número de parámetros y el proceso de resolución es complicado.

Método de Massi-Pavan, Massi Pavan et al. (2011). Proponen un polinomio de segundo grado para calcular la potencia en condiciones estándar a partir de las constantes del modelo (A, B, C y D) previamente calculadas mediante ajuste por regresión polinomial a partir de la temperatura de módulo, T_M , y la irradiancia global recibida en el plano de módulo, G.

$$P = A + B \cdot T_M \cdot G + C \cdot G + D \cdot G \quad (2.6)$$

Los **métodos directos** de cálculo de energía se basan en parámetros asociados con el comportamiento de los módulos o en modelos de regresión.

Los parámetros que describen el comportamiento de los módulos fotovoltaicos son definidos en el estándar IEC 61724 de la Agencia Internacional de la Energía (IEA). Estos son la productividad de referencia, Y_r , la productividad del siste-

ma, Y_f , y el Performance Ratio, PR . Estos parámetros son utilizados por los diseñadores de módulos fotovoltaicos ya que permiten realizar la predicción de forma rápida. Prestigiosos laboratorios como el NREL o US Laboratorios Sandía estudian este tipo de métodos.

Método de Meyer y van Dyk (2000). Este modelo de predicción energética en función de la Temperatura Ambiente Máxima (EMAT) calcula la energía total diaria producida, E ($Wh/día$), en función de la temperatura ambiente máxima diaria, $T_{A,max}$ ($^{\circ}C$), y la irradiación diaria recibida, H ($Wh/m^2/día$).

$$E = d_1 \cdot H + d_2 \cdot H \cdot T_{A,max}^{-2} + d_3 \cdot T_{A,max} \quad (2.7)$$

donde d_1, d_2 y d_3 son los parámetros empíricos de ajuste.

Son numerosos los modelos existentes en la bibliografía para calcular la energía generada por un sistema fotovoltaico trabajando bajo condiciones de sol real. Los métodos basados en el cálculo de la curva $I-V$ requieren parámetros para su resolución que no son suministrados por el fabricante o no pueden determinarse fácilmente y su método de resolución es complejo. Por el contrario, proporcionan buenos resultados en la predicción. Pero las desventajas que presentan no los hacen idóneos desde un punto de vista práctico en ingeniería fotovoltaica. Sin embargo, otros métodos citados cuentan con expresiones de cálculo sencillas que no tienen en cuenta algunos factores que afectan a la pérdida de energía, que proporcionan resultados con menor precisión que otros métodos más complejos, pero en los que prima el compromiso sencillez-precisión.

La mayoría de estos métodos han sido validados para valores de irradiancia superiores a los 400 W/m^2 , para días de cielos despejados y con tecnologías de silicio cristalino.

2.2. Influencia de las condiciones atmosféricas

Las condiciones atmosféricas presentan una gran influencia en la productividad final de una instalación fotovoltaica trabajando bajo condiciones de sol real. Cuando los módulos se encuentran bajo estas condiciones, las pérdidas en potencia, y por extensión en conversión energética, son muy rápidas y pueden ser elevadas, Singh (2013). De aquí la importancia de su análisis.

La eficiencia de conversión de un sistema fotovoltaico depende principalmente

de dos parámetros, que son la irradiancia y la temperatura de módulo.

La irradiancia solar es la que presenta un mayor impacto en la potencia de salida de un sistema fotovoltaico. Pero realizar el análisis de la influencia de este parámetro requiere analizar otra serie de condiciones atmosféricas relacionadas con la misma.

Por otro lado, la temperatura de módulo también afecta a la potencia. Son varios los factores que a su vez influyen en el grado de temperatura de operación alcanzada por un módulo fotovoltaico, como la tecnología fotovoltaica de sus células, las propiedades ópticas de los componentes de los módulos: tipo de células, vidrios, diferentes encapsulantes y el TEDLAR, la eficiencia de la célula y del intercambio de calor con el ambiente, que a su vez depende de condiciones climáticas como la temperatura ambiente, T_A , la velocidad del viento, v_v , la irradiancia, G , y otras propiedades relevantes como son el albedo, la orientación del módulo o las características atmosféricas, Koehl et al. (2011).

2.2.1. Efectos de la irradiancia solar

La irradiancia es el parámetro que mayor influencia presenta sobre el rendimiento de un módulo fotovoltaico. Cuando la irradiancia incidente sobre la superficie de módulo varía, afecta principalmente a la corriente en cortocircuito, I_{sc} , que es directamente proporcional a la misma y por tanto al valor de la potencia generada por el módulo fotovoltaico. Indirectamente afecta al voltaje de circuito abierto, V_{oc} , que disminuye con el aumento de la temperatura de módulo, T_M , que a su vez aumenta al aumentar de la irradiancia, G .

Analizar el efecto de la irradiancia solar sobre el rendimiento de un módulo fotovoltaico es una tarea difícil porque este parámetro es inherente a otros factores. Por ejemplo, la presencia o ausencia de nubes; en un día totalmente despejado la radiación solar global que alcanza la superficie del módulo será mayor que la que reciba en un día nublado, en el que el porcentaje de radiación difusa será mayor. Otro factor a tener en cuenta es que la irradiancia no es un parámetro constante sino que varía en función de la hora, de la época del año y de la localización; el factor masa de aire, AM , el índice de claridad, k_t y la energía media del fotón, APE , son parámetros que podrían explicar la influencia de la variabilidad del espectro en el comportamiento eléctrico de los módulos.

Factor masa de aire, AM

El factor masa de aire, AM , siglas del término inglés Air Mass, es la longitud de la atmósfera que atraviesa un rayo solar a una hora determinada. La atmósfera está compuesta mayoritariamente por O_2 (20,9 %) y N_2 (78,1 %), en concentraciones constantes, y en menor proporción está compuesta por vapor de agua y aerosoles, cuyas concentraciones y distribuciones varían en el tiempo y en el espacio. La radiación solar que atraviesa la atmósfera puede interaccionar con los constituyentes de la misma generando una atenuación de la radiación mediante procesos de absorción y/o scattering. El flujo de radiación que alcanza la superficie terrestre se conoce como radiación solar global, suma de la radiación directa y difusa. La radiación directa es aquella que no ha sufrido interacción con los componentes atmosféricos, mientras que la radiación difusa es el resultado del scattering generado por los aerosoles (Pai et al. (2014)).

Se considera de importancia analizar la influencia del factor AM en la productividad de los sistemas fotovoltaicos para poder comparar las eficiencias de distintas tecnologías fotovoltaicas, ya que estas son espectralmente selectivas y su rendimiento varía en función del espectro incidente. Para poder hacer esta comparativa, los estándares aceptados por la American Society for Testing and Material, entre otros, fijan como espectro de referencia el AM 1,5. Este valor de AM se produce cuando el ángulo zenital es 48° con respecto a la vertical (Riordan y Hulstrom (1990)).

El factor masa de aire, AM , en función del ángulo altura solar (Reda y Andreas (2008)), e , se calcula aplicando la siguiente expresión, Ecuación 2.8 (Kasten y Young (1989)):

$$AM = \frac{1,0}{\sin(e) + 0,505723 \cdot (e + 6,07995)^{-1,6364}} \quad (2.8)$$

El AM es el término que describe la longitud relativa del camino recorrido por el rayo de luz que atraviesa la atmósfera hasta que llega a la superficie terrestre. Las condiciones de AM 1,00 se producen cuando la elevación solar es 90° a nivel del mar. En lugares que se encuentran a una determinada altitud, para compensar la diferencia de presión en el factor masa de aire se calcula el factor masa de aire absoluto (AM_{abs}), Ecuación 2.9.

$$AM_{abs} = AM \cdot \left(\frac{P}{P_0}\right) \quad (2.9)$$

donde P es la presión en la superficie terrestre a la hora y en el lugar de observación de la radiación solar y P_0 es la presión estándar en la superficie terrestre, 760 mmHg.

En el caso en el que no esté disponible la presión en el lugar de la medida, puede utilizarse una expresión muy conocida entre la comunidad meteorológica, que proporciona el valor del cociente $\frac{P}{P_0}$ en función de la altitud del lugar, h (King (1997)): $\frac{P}{P_0} = \exp^{-0,00011854 \cdot h}$.

Esta corrección se aconseja que sea aplicada cuando la altitud del lugar que se está considerando es superior a los 200 m (Angstrom (1961)).

Índice de transparencia atmosférico

Las variaciones del valor de la radiación solar que alcanza la superficie de la Tierra son debidas a dos efectos distintos; los debidos a la geometría Sol-Tierra, como son los cambios estacionales y la sucesión día-noche y cambios que pueden considerarse estocásticos ya que son debidos a factores no deterministas como la presencia de nubes, albedo, el contenido en vapor de agua en la atmósfera y la turbidez atmosférica (Woyte et al. (2007)). Todos estos factores se tienen en cuenta en la ecuación definida por Liu y Jordan para el cálculo de transparencia atmosférico para valores diarios y mensuales en superficie horizontal. El cálculo del índice de transparencia instantáneo, k_t , se define en la ecuación 2.10 a partir de la expresión propuesta por Liu y Jordan (1960) como:

$$k_t(t) = \frac{G(t)}{G_{ext}(t)} \quad (2.10)$$

donde $G(t)$ es la irradiancia en un instante de tiempo t (W/m^2) y $G_{ext}(t)$ es la irradiancia solar extraterrestre en un instante de tiempo t (W/m^2).

La irradiancia solar extraterrestre es la potencia por unidad de superficie (se mide en W/m^2) que se recibe en una superficie perpendicular a los rayos solares situada fuera de la atmósfera por unidad de tiempo y área, para la distancia media Sol-Tierra de 1 UA. El valor adoptado por el World Radiation Center para este parámetro es de $1367 W/m^2$, llamado constante solar. Puesto que la distancia cambia a lo largo del año, por la excentricidad de la órbita elíptica terrestre, la energía que se recibe en la parte exterior de la atmósfera cambia. En concreto, la distancia media Tierra-Sol a principios del mes de enero (pirhelion)

es 1,67 % menor con respecto a la distancia media Tierra-Sol y a principios del mes de julio (aphelion) la distancia media Tierra-Sol es un 1,67 % mayor con respecto a la distancia media Tierra-Sol, (Vignola et al. (2012)).

La irradiancia solar extraterrestre depende del momento, de la distancia media Tierra-Sol, de la declinación, de la latitud del lugar y del ángulo horario considerado. La irradiancia solar extraterrestre en plano horizontal se calcula a partir de la siguiente expresión, Iqbal (1983):

$$G_{ext} = I_0 \cdot E_0 \cdot \cos(\theta) = I_0 \cdot E_0 \cdot (\sin\delta \cdot \sin\phi + \cos\delta \cdot \cos\theta \cdot \cos\omega_s) \quad (2.11)$$

donde:

I_0 es la constante solar

E_0 es el factor de excentricidad

θ es el ángulo cenital

δ es el ángulo de declinación

ϕ es la latitud geográfica

ω_s es el ángulo horario

2.2.2. Efectos espectrales

La distribución espectral de la radiación incidente o irradiancia espectral, varía en función de la composición de la atmósfera, (Dirnberger et al. (2015)). Como las tecnologías fotovoltaicas son espectralmente selectivas, dependiendo del material del que estén fabricados absorben en diferentes intervalos de longitud de onda, delimitando la cantidad de radiación incidente que es aprovechable, es decir, la cantidad de fotones que recibirá y la cantidad de pares electrón-hueco que generará. Esto se conoce como respuesta espectral de un módulo o célula fotovoltaica y es la energía que es capaz de suministrar cada longitud de onda o color de la luz incidente, Abella y Polo (2001).

Existe una relación entre la distribución espectral de la irradiancia y la potencia generada por las distintas tecnologías fotovoltaicas, debido a la distinta respuesta espectral que tienen. Cuando la luz atraviesa la atmósfera hay ciertas longitudes de onda que son absorbidas y/o reflejadas por los constituyentes atmosféricos, cuya concentración es variable en el tiempo y el espacio. Además, la longitud atmosférica que han de atravesar los rayos solares depende de la hora,

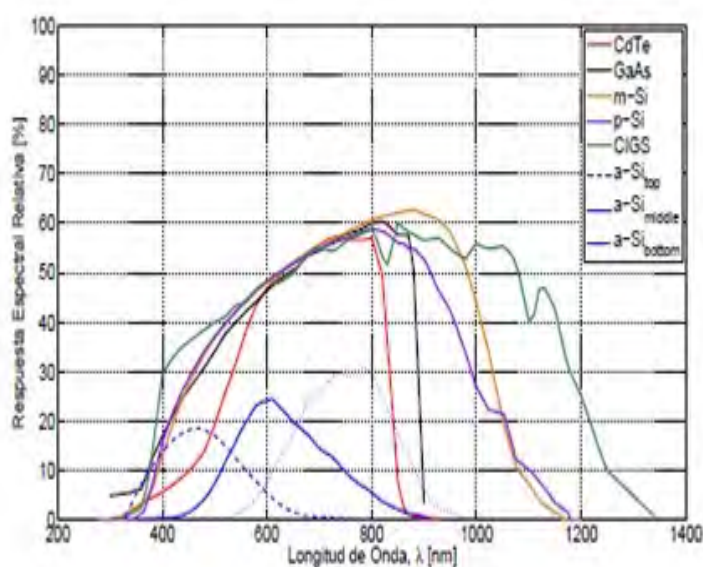


Figura 2.1: Respuesta espectral relativa de módulos de distintas tecnologías FV realizadas por CIEMAT

del día, de la estación del año, etc. Pero también hay otro factor a tener en cuenta que solo depende de la tecnología fotovoltaica, su respuesta espectral.

Los fabricantes de módulos no suelen proporcionar la respuesta espectral de los mismos. Como alternativa se puede obtener en un laboratorio la respuesta espectral relativa siguiendo el procedimiento indicado por la norma *IEC60904–8* (1998) o en el estándar *ASTME1021–12* (1995). En la Figura 2.1 se representan las respuestas espectrales relativas de distintas tecnologías fotovoltaicas medidas en el Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT).

En la Figura 2.1 se puede ver como las distintas tecnologías trabajan en intervalos de longitud de onda de amplitudes variables. Por ejemplo, las tecnologías a-Si y el pc-Si presentan respuestas espectrales comprendidas entre 305-820 nm y 305-1200 nm, respectivamente. Aunque la respuesta espectral del a-Si es más estrecha que la del pc-Si, abarca las longitudes de onda de más energéticas (Sirisamphanwong y Ketjoy (2012)). Es interesante conocer la distribución de irradiancia espectral de una localidad para poder analizar que tecnología fotovoltaica es más idónea para la misma.

Existen varios parámetros que se pueden utilizar para caracterizar la distribución espectral de la radiación solar o espectro solar. Están basados en el uso

de un parámetro que caracteriza el espectro y que por tanto lo describe. Entre éstos, los más utilizados son los que se describen a continuación:

1. Fracción Útil se representa por las siglas UF del inglés Useful Fraction. Se obtiene realizando el cociente entre la irradiancia recibida en el intervalo característico de la respuesta espectral del módulo y la irradiancia total observada (Gottschalg et al. (2004)).
2. Factor Espectral, SF , del inglés Spectral Factor. El Factor Espectral (Faber y Chenlo (1991)) se define según la Ecuación 2.12

$$SF = \frac{\int E_{REF}(\lambda) \cdot SR(\lambda) d\lambda \int E_i(\lambda) d\lambda}{\int (E_i(\lambda) \cdot SR(\lambda) d\lambda \int E_{REF}(\lambda) d\lambda)} \quad (2.12)$$

donde

$E_i(\lambda)$ es la irradiancia espectral solar medida

$E_{REF}(\lambda)$ es la irradiancia espectral solar de referencia

$SR(\lambda)$ es la respuesta espectral del dispositivo de captura de irradiancia solar

Posteriormente, este factor ha sido definido en la norma IEC 60904-7, (Poissant et al. (2003)), como Factor de desajuste espectral (M, MM o MMF) y se calcula mediante la Ecuación 2.13.

$$SF = \frac{\int E_{ref}(\lambda) \cdot SR_{ref}(\lambda) d\lambda \int E_{meas}(\lambda) \cdot SR_{meas}(\lambda) d\lambda}{\int E_{meas}(\lambda) \cdot SR_{ref}(\lambda) d\lambda \int E_{ref}(\lambda) \cdot SR_{ref}(\lambda) d\lambda} \quad (2.13)$$

donde:

$E_{ref}(\lambda)$ es la irradiancia de referencia por unidad de longitud de onda definida en el estándar AM 1,5

$E_{meas}(\lambda)$ es la irradiancia medida por longitud de onda, da la distribución espectral de la irradiancia para la luz del sol entrante en el momento de la medida

$SR_{ref}(\lambda)$ es la respuesta espectral del dispositivo de referencia

$SR_{meas}(\lambda)$ es la respuesta espectral del dispositivo testado

3. Energía Media del Fotón, APE . Este parámetro es el que se ha utilizado en este trabajo para caracterizar el espectro solar. Todos estos índices son compatibles para caracterizar el espectro, pero el APE presenta como ventaja que es independiente de la tecnología de estudio, además de la singularidad de cuantificar el espectro para un clima y una localización en particular (Cornaro y Andreotti (2013)).

El índice APE , calculado en eV, se define como el cociente de la integral de la irradiancia espectral, $E(\lambda)$, entre la densidad espectral del flujo de fotones, $\phi(\lambda)$, Ecuación 2.14.

$$APE = \frac{\int_a^b E(\lambda) d\lambda}{q \cdot \int_a^b \phi(\lambda) d\lambda} \quad (2.14)$$

2.2.3. Efectos de otros parámetros meteorológicos

Las tecnologías fotovoltaicas que operan bajo condiciones de sol real en climas cálidos, presentan temperaturas de trabajo por encima del valor estándar de $25^\circ C$ lo que conduce a que se produzcan pérdidas en la producción final del sistema fotovoltaico. El comportamiento de las características eléctricas del módulo fotovoltaico en función de la temperatura de módulo, T_M , lo definen los factores de pérdidas de corriente, voltaje y potencia en función de la temperatura: variación del voltaje de circuito-abierto, β ($\%/^\circ C$), de la corriente de cortocircuito, α ($\%/^\circ C$) y de la potencia máxima, γ ($\%/^\circ C$).

Dichos coeficientes son característicos de cada tecnología y son proporcionados por el fabricante en la hoja de características técnicas del módulo fotovoltaico. Estos parámetros son calculados en el laboratorio bajo condiciones estándar simuladas.

La variación de la temperatura de módulo, T_M , es sensible a la velocidad del viento y a la temperatura ambiente. La velocidad del viento juega un papel importante en la variación de la temperatura de módulo, debido a que actúa como un refrigerante natural, y como consecuencia, en la determinación de la eficiencia del mismo. Se han alcanzado diferencias entre temperatura ambiente y temperatura de módulo máximas, 10 y $20^\circ C$, durante periodos de velocidad de viento cero, (Kaldellis et al. (2014)).

Para analizar el efecto de la humedad relativa, HR , hay que tener en cuenta dos escenarios (Mekhilef et al. (2012)). Por un lado el contenido en humedad relativa en la atmósfera. Una mayor cantidad de vapor de agua en la atmósfera potencia los efectos de difracción, reflexión y refracción de radiación incidente, disminuyendo la cantidad de radiación directa que alcanza la superficie del módulo. Por otro lado, los módulos que están durante largos periodos de tiempo expuestos a altos grados de humedad relativa sufren degradación o deterioro por delaminación del encapsulante.

Otro factor de importancia es la pluviometría de la zona. Trabajos anteriores realizados en el equipo de investigación muestran que durante los meses de verano en ausencia de lluvias, la cantidad de polvo acumulado en la superficie de los módulos fotovoltaicos aumenta significativamente, traduciéndose en un aumento de las pérdidas en performance ratio. En este periodo sin lluvias, los módulos sin ningún tipo de mantenimiento muestran un 12 % de pérdidas con respecto a aquellos que se han mantenido limpios (Piliougine et al. (2013)). Otros estudios realizados (Detrick et al. (2005)) muestran que en localizaciones con lluvias frecuentes, precipitaciones de 5 mm eliminan la mayor parte de la suciedad acumulada restableciendo la potencia inicial. En lugares donde las lluvias no son frecuentes, como ocurre en la zona de California o en el desierto del Suroeste americano, las pérdidas por acumulación de polvo alcanzan el 20 % en términos mensuales y un 7 % en términos anuales. Una acumulación excesiva de polvo se traduce en un deterioro de la célula (Mekhilef et al. (2012)).

2.3. Objetivos

Tal y como hemos visto, las tecnologías de lámina delgada van a seguir teniendo fuerte presencia en el mercado fotovoltaico en los próximos años.

Conocer cuál es la productividad de los sistemas fotovoltaicos y de qué depende es una tarea a la que se han dedicado notables esfuerzos en los últimos años. Como acabamos de ver, son muchos los parámetros que influyen en la potencia y por tanto en la energía producida por los módulos fotovoltaicos. Parámetros meteorológicos y su interacción con las características físicas de cada tecnología de módulo tienen influencia en su comportamiento energético.

El objetivo de esta tesis es la caracterización eléctrica de módulos de distintas

tecnologías fotovoltaicas, tanto de lámina delgada como de silicio policristalino, analizando su dependencia de las diferentes condiciones meteorológicas. Este análisis nos debe permitir conocer cuál es su productividad energética y cuantificar la influencia sobre la misma de los distintos parámetros.

Para cumplir con este objetivo es imprescindible adquirir un conocimiento previo sobre el comportamiento real de estas tecnologías trabajando bajo unas condiciones ambientales concretas. Para ello es indispensable realizar una campaña de medidas experimentales que nos permita disponer de una base de datos donde queden registradas estas condiciones, para posteriormente analizarlas y establecer relaciones entre ellas y así poder comprender la influencia que ejercen sobre cada tecnología estudiada.

A partir del análisis de los datos queremos estudiar, por un lado, como es la variabilidad de la potencia pico de los módulos en condiciones estándar a lo largo del año, con el fin de validar los procedimientos de medida en condiciones de sol real y por otro lado conocer los parámetros de eficiencia más significativos de cada tecnología y su variación a lo largo del año.

Este estudio nos debe permitir formular nuevos modelos que permitan predecir la energía que van a producir los distintos módulos en función de variables climáticas conocidas. Se van a proponer modelos horarios y modelos diarios estudiando si dichos modelos pueden tener carácter general o si por el contrario las diferentes tecnologías de módulos deben ser modelizadas con diferentes modelos. De esta forma, se pueden extrapolar los resultados de este estudio a otras localidades.

Esta tesis doctoral se ha estructurado en los siguientes capítulos:

En el Capítulo 1: Introducción, se revisa el estado actual de las diferentes tecnologías fotovoltaicas y su importancia en el mercado actual.

En el Capítulo 2: Justificación y objetivos, se describe el estado del arte de los métodos y modelos para la determinación de la potencia máxima de un módulo, así como los modelos para la predicción energética de los mismos. Se describe también en este capítulo, la influencia de los diferentes parámetros meteorológicos en el comportamiento eléctrico de los módulos, con especial atención a la caracterización de la influencia del espectro de la irradiancia incidente. Este capítulo termina con un resumen de los objetivos propuestos en esta tesis.

2.3. Objetivos

En el Capítulo 3: Metodología y análisis previo de los datos, se describe el sistema experimental utilizado y el análisis previo que se hace de los datos registrados con el fin de conocer cuáles han sido las condiciones climáticas durante el periodo de medida y caracterización de los módulos.

En el Capítulo 4: Evolución de la potencia pico de los módulos a lo largo del año, se analiza la evolución de la potencia pico de los módulos en condiciones estándar a lo largo del año. Se utilizan para este fin dos métodos distintos y se discute la validez de los mismos para cada tecnología.

En el Capítulo 5: Evaluación energética de las distintas tecnologías FV, se realiza la evaluación energética de los módulos. Para este fin se calcula la eficiencia energética, la productividad o Yield y el performance ratio.

En el Capítulo 6: Modelos propuestos, se describen los diferentes modelos propuestos para predecir la energía producida por los diferentes módulos. Se comienza utilizando modelos anteriores que calculan la potencia del módulo, comprobando su diferente fiabilidad para cada tecnología.

Con idea de proponer modelos que sean fácilmente utilizables para el diseño y dimensionado de sistemas se proponen nuevos modelos horarios, estudiando su validez para cada una de las tecnologías. Por último se propone un nuevo modelo diario para predecir la energía producida por los módulos fotovoltaicos.

Por último, en el Capítulo 7 se resumen las conclusiones más importantes que se han obtenido en esta tesis y se describen las líneas de investigación futuras derivadas de la misma. Las referencias bibliográficas se han dispuesto al final de cada capítulo para una mejor localización de las mismas.

Bibliografía

- ABELLA, M. *Sistemas Fotovoltaicos. Introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaica..* S.A.P.T. Publicaciones Técnicas, S.L., 2005.
- ABELLA, M. A. y POLO, S. L. *Sistemas Fotovoltaicos. Introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaica..* S.A.P.T. Publicaciones Técnicas, S.L., 2001.
- ANDERSON, A. An energy rating concept for photovoltaic modules.final report task 2.0. *NREL Subcontract No. TAD-4-14166-01*, 1995.
- ANDERSON, J., D.AND BISHOP y DUNLOP, E. Energy rating of photovoltaic modules. En *Proceedings of 16th EC Photovoltaic Solar Energy Conference*, páginas 2087–2091. 2000.
- ANGSTROM, A. Techniques of determining the turbidity of the atmosphere. Informe técnico, The Eppley Foundation for Research, U.S.A., 1961.
- ARAUJO, G. y SÁNCHEZ, E. Analytical expressions for the determination of the maximum power point and the fill factor of a solar cell. *Solar Cells*, vol. 5, páginas 377–386, 1988.
- BLAESSER, G. y ROSSI, E. Extrapolation of outdoor measurements of PV arrays I-V characteristics to standard tests conditions. *Solar Cells*, vol. 25, páginas 91 –96, 1988.
- CORNARO, C. y ANDREOTTI, A. Influence of average photon energy index on solar irradiance characteristics and outdoor performance of photovoltaic modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 21, páginas 996–1003, 2013.

- DETRICK, A., CORP., P., BERKELEY, U., CA, KIMBER, A. y MITCHELL, L. Performance evaluation standards for photovoltaic modules and systems. En *Photovoltaic Specialists Conference, 2005. Conference Record of the Thirty-first IEEE*, páginas 1581 – 1586. 2005.
- DIRNBERGER, D., MÜLLER, B. y REISE, C. On the uncertainty of energetic impact on the yield of different PV technologies due to varying spectral irradiance. *Solar Energy*, vol. 111, páginas 82 – 96, 2015.
- EIKELBOOM, J. y REINDERS, A. Determination of the irradiation dependent efficiency of multicrystalline si PV modules on basis of IV curve fitting and its influence on the annual performance. En *Proceedings 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, páginas 293–196. 1997.
- FABERO, F. y CHENLO, F. Variance in the solar spectrum with the position of the receiver surface during the day for PV applications. En *Proceedings Photovoltaic Specialists Conference. Conference Record of the Twenty Second IEEE*, páginas 812–817. 1991.
- FARMER, B. *PVUSA Model Technical Specification for a Turnkey Photovoltaic Power System*, 1992.
- FUENTES, M. *Tesis Doctoral: Contribución al modelado del comportamiento eléctrico a sol real de módulos fotovoltaicos de silicio cristalino y CIS..* Universidad de Jaen, 2009.
- FUENTES, M., NOFUENTES, G., AGUILERA, J., TALAVERA, D. y CASTRO, M. Application and validation of algebraic methods to predict the behaviour of crystalline silicon photovoltaic modules in mediterranean climates. *Solar Energy*, vol. 81, páginas 1396 – 1408, 2007.
- GIANOLLI-ROSSI, E. y DREBS, K. Energy rating of pv modules by outdoor response analysis. En *Proceedings 8th European Commission Photovoltaic Solar Energy Conference*, páginas 509–511. 1988.
- GOTTSCHALG, R., BETTS, T. R., INFELD, D. G. y KEARNEY, M. J. On the importance of considering the incident spectrum when measuring the outdoor performance of amorphous silicon photovoltaic devices. *Meas. Sci. Technol.*, vol. 15, páginas 460–484, 2004.

- GOTTSCHALG, R., ROMMEL, M., INFELD, D. y KEARNEY, M. The influence of the measurement environment on the accuracy of the extraction of the physical parameters of solar cells. *Measurement Science and Technology*, vol. 10, páginas 796 – 904, 1999.
- GREEN, M. *Solar cells: operating principles, technology and system applications*. Prentice-Hall, 1982.
- HULD, T., DUNLOP, E., BEYER, H. G. y GOTTSCHALG, R. Data sets for energy rating of photovoltaic modules. *Solar Energy*, vol. 93, páginas 267 – 279, 2013.
- IEC 60891. *Photovoltaic devices-procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics.*, 2009.
- IEC 61724. *Photovoltaic system performance monitoring. Guidelines for measurement, data exchange and analysis.*, 1988.
- IQBAL, M. An introduction to solar radiation. *Academic Press*, páginas 1 – 28, 1983.
- KALDELLIS, J. K., KAPSALI, M. y KAVADIAS, K. A. Temperature and wind speed impact on the efficiency of PV installations. Experience obtained from outdoor measurements in Greece. *Renewable Energy*, vol. 66, páginas 612 – 624, 2014.
- KASTEN, F. y YOUNG, A. T. Revised optical air mass tables and approximation formula. *Applied Optics*, vol. 28, páginas 4735 – 4738, 1989.
- KENNY, T. I., R.P. HULD. Energy rating of PV modules based on PVGIS irradiance and temperature database. En *Proceedings 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference*, páginas 2088–2092. 2006.
- KING, D. L. Photovoltaic module and array performance characterization methods for all system operating conditions. En *Proceedings of NREL/SNL*, páginas 1–22. 1997.
- KING, D. L., BOYSON, W. E. y KRATOCHVIL, J. A. Photovoltaic array performance model. Informe técnico, Sandia National Laboratory Report, 2004.

- KNAUPP, W. Power rating of photovoltaic modules from outdoor measurements. En *Photovoltaic Specialists Conference, 1991., Conference Record of the Twenty Second IEEE*, páginas 620–624 vol.1. 1991.
- KOEHL, M., HECK, M., WIESMEIER, S. y WIRTH, J. Modeling of the nominal operating cell temperature based on outdoor weathering. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 95, páginas 1638 – 1646, 2011.
- KROPOSKI, B., EMERY, K., MYERS, D. y MRIG, L. A comparison of photovoltaic module performance evaluation methodologies for energy ratings. *IEEE Photovolt Special Conf*, vol. 1, páginas 858–862, 1994.
- LIU, B. Y. y JORDAN, R. C. The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation. *Solar Energy*, vol. 4, páginas 1 – 19, 1960.
- MARION, B. A method for modelling the current-voltage curve of a pv module for outdoor conditions. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 10, páginas 205–214, 2002.
- MARION, B., RUMMEL, S. y ANDERBERG, A. Current-voltage curve translation by bilinear interpolation. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 12, páginas 593–607, 2004.
- MASSI PAVAN, A., MELLITC, A. y DE PIERIB, D. The effect of soiling on energy production for large-scale photovoltaic plants. *Solar Energy*, vol. 85, páginas 1128 – 1136, 2011.
- MEKHILEF, S., SAIDUR, R. y KAMALISARVESTANI, M. Effect of dust, humidity and air velocity on efficiency of photovoltaic cells. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, páginas 2920 – 2925, 2012.
- MEYER, E. y VAN DYK, E. Development of energy model based on total daily irradiation and maximum ambient temperature. *Renewable Energy*, vol. 21, páginas 37 – 47, 2000.
- OSTERWALD, C. Translation of device performance measurements to reference conditions. *Solar Cells*, vol. 18, páginas 269–279, 1986.

- PAI, A. D., ESCOBEDO, J. F., MARTINS, D. y ÉRICO T. TERAMOTO. Analysis of hourly global, direct and diffuse solar radiations attenuation as a function of optical air mass. *Energy Procedia*, vol. 57, páginas 1060 – 1069, 2014.
- PILIOUGINE, M., ELIZONDO, D., MORA-LÓPEZ, L. y DE CARDONA, M. S. Multilayer perceptron applied to the estimation of the influence of the solar spectral distribution on thin-film photovoltaic modules. *Applied Energy*, vol. 112, páginas 610 – 617, 2013.
- POISSANT, Y., COUTURE, L., DIGNARD-BAILEY, L., THEVENARD, D., CUSACK, P. y OBERHOLZER, H. Simple test methods for evaluating the energy rating of PV modules under various environmental conditions. En *Proceedings of ISES 2003, Gothenburg, Sweden*. 2003.
- REDA, I. y ANDREAS, A. Solar position algorithm for solar radiation applications. Informe técnico, National Renewable Energy Laboratory, 2008.
- RIORDAN, C. y HULSTROM, R. What is an air mass 1.5 spectrum? *IEEE*, páginas 1085 – 1088, 1990.
- SANDSTROM, J. A method for predicting solar cell current-voltage curve characteristics as a function of incident solar intensity and cell temperature. En *Proceedings IEEE Photovoltaic Specialists Conference*. 1967.
- SINGH, G. Solar power generation by photovoltaic technology: A review. *Energy*, vol. 53, páginas 1 – 13, 2013.
- SIRISAMPHANWONG, C. y KETJOY, N. Impact of spectral irradiance distribution on the outdoor performance of photovoltaic system under Thai climatic conditions. *Renewable Energy*, vol. 38, páginas 69 – 74, 2012.
- SKOPLAKI, E. y PALYVOS, J. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. *Solar Energy*, vol. 83, páginas 614–624, 2009.
- TAYLOR, R. W. System and module rating: Advertised versus actual capability. *Solar Cells*, vol. 18, páginas 335 – 344, 1986.
- VIGNOLA, F., MICHALSKY, J. y STOFFEL, T. *Solar and infrared radiation measurement*.. CRC Press., 2012.

WOYTE, A., BELMANS, R. y NIJS, J. Fluctuations in instantaneous clearness index: Analysis and statistics. *Solar Energy*, vol. 81, páginas 195 – 206, 2007.

Capítulo 3

Metodología y análisis previo de los datos

En este capítulo se describe el sistema de medidas experimentales utilizado para la medida y registro de todos los datos que han formado la base de datos que se va a utilizar en esta tesis. Se realiza una descripción detallada tanto del equipo de medida de la curva I - V , como de los distintos sensores de medida de los parámetros meteorológicos y de los módulos fotovoltaicos utilizados. Se detalla cómo se ha construido la base de datos utilizada y los filtros aplicados para concluir con un análisis de los mismos.

3.1. Sistema experimental y módulos utilizados

Los datos experimentales necesarios para la caracterización de los módulos fotovoltaicos empleados en el presente trabajo, se han obtenido a partir de la medida de la curva característica I - V de módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologías, usando la infraestructura de medidas experimentales del laboratorio de Sistemas Fotovoltaicos de la Universidad de Málaga. Los módulos se colocaron en una estructura fija en la terraza del laboratorio que se encuentra ubicado en el edificio de la ETS de Ingeniería Informática.

El equipo de medida utilizado es un desarrollo propio del grupo de investigación, Piliouguine et al. (2011). El sistema de medidas o Medidor I - V , está basado en una carga electrónica de cuatro cuadrantes (modelo Kepco BOP 100 – 10 MG). Es un equipo que puede suministrar o disipar potencia. Este sistema per-

mite medir curvas características $I-V$ en el primer cuadrante con gran precisión debido a que puede recoger medidas positivas y negativas tanto de intensidad como de voltaje, lo que permite conocer experimentalmente tanto el valor de la corriente de cortocircuito como del voltaje en circuito abierto. Además, el estudio de puntos en el segundo y cuarto cuadrante puede ser una herramienta importante para detectar un posible mal funcionamiento del módulo. Esta fuente va conectada a un ordenador mediante un protocolo de control GPIB, que controla el barrido de tensión de forma automática. El sistema es controlado mediante un lenguaje de programación SCPI.

Para la medida de la corriente y del voltaje de salida del módulo se utiliza una configuración en cuatro hilos, doble salida en cada caso, evitando así errores de medida por caída de tensión. El voltaje se mide con un multímetro digital (modelo Agilent 34411A) conectado a las terminales del módulo y la corriente se mide, de manera indirecta, midiendo la caída de tensión entre los terminales de una resistencia shunt colocada en serie entre la salida de corriente del módulo y la carga, conectado a otro multímetro digital (Agilent 34411A). Ambos multímetros se encuentran conectados con el ordenador mediante un GPIB. Un esquema del sistema de medida puede verse en la Figura 3.1. Una señal cuadrada de trigger externo se encarga de que ambos multímetros midan a la vez. Mientras se realiza el barrido de tensión, los multímetros almacenan las medidas en su memoria interna y una vez finaliza el proceso, estos datos son recuperados y almacenados en el sistema de adquisición de datos del que dispone el ordenador. Los multímetros son sincronizados mediante el protocolo GPIB que permite activar de forma simultánea los múltiples dispositivos en una sola fase mediante el lenguaje SCPI.

La curva $I-V$ se mide programando la carga electrónica de forma que permite adquirir un mayor número de datos experimentales en la zona de la curva más cercana al punto de potencia máxima, P_M y hasta la tensión en circuito abierto, V_{oc} . En esta zona los valores de intensidad cambian rápidamente para pequeños cambios en voltaje. De esta forma, se favorece un cálculo más preciso tanto de la P_M como del V_{oc} . Con el fin de realizar mediciones simultáneas automatizadas de los diferentes módulos, el sistema integra una caja de relés que da la posibilidad de medir hasta 8 módulos de forma secuencial en un corto intervalo de tiempo.

El programa de control, escrito en el lenguaje de programación Borland Delphi, permite la configuración de la rampa de barrido en tensión y de la duración

de la misma, permite programar el límite de corriente para proteger los módulos, el número de puntos a medir en cada curva y el intervalo de tiempo entre cada medida. Así para la realización de estas medidas se configuró el programa con los siguientes parámetros:

- tiempo de barrido: 1 segundo
- número de puntos por curva: 100
- intervalo de tiempo entre cada medida: 5 minutos
- secuencia de medida de módulos: a-Si/ μ c-Si, CdTe, a-Si, pc-Si.

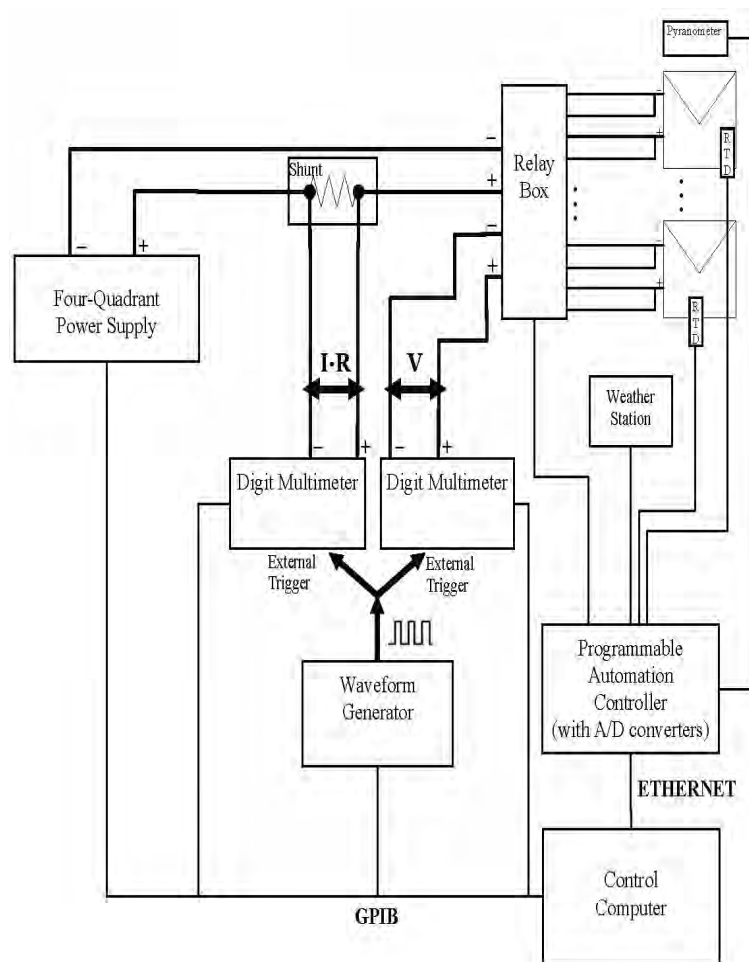


Figura 3.1: Sistema de medida experimental de curvas I - V

A partir de los valores experimentales registrados de cada curva I - V se calculan los parámetros eléctricos más significativos del módulo: intensidad de corto-

circuito (I_{sc}), voltaje en circuito abierto (V_{oc}), punto de máxima potencia (P_M), intensidad en el punto de máxima potencia (I_M), voltaje en el punto de máxima potencia (V_M) y Fill Factor (FF). Se mide la curva I - V y simultáneamente se evalúan las condiciones meteorológicas al inicio y al final de cada medida.

Todos los sensores que miden los parámetros meteorológicos, están conectados a un sistema modular de adquisición de datos (modelo National Instruments Field Point CFP-2220), controlado por ordenador mediante una interfaz Ethernet. Todos estos valores quedan registrados de forma temporal en una base de datos implementada en MySQL. El usuario puede ver la información en pantalla, bien en tablas o en gráficas, y pueden ser exportados para poder ser utilizados posteriormente.

Todos los equipos del sistema experimental cuentan con certificado de calibración emitido por el fabricante. La incertidumbre asociada a las medidas es pequeña. Una descripción y estimación de las mismas puede verse en Piliouguine et al. (2011).

Sensores de medida

Cuando se está realizando la caracterización eléctrica de módulos fotovoltaicos bajo condiciones de sol real, es muy importante conocer las condiciones meteorológicas en el momento de medida de los parámetros eléctricos debido a la influencia que estos ejercen sobre la eficiencia final del sistema fotovoltaico. En nuestro sistema de medida se registran los siguientes parámetros meteorológicos: temperatura ambiente, presión atmosférica, velocidad y dirección del viento, humedad relativa y precipitación, además de la irradiancia y el espectro solar.

Las condiciones atmosféricas son medidas con una serie de sensores colocados en la terraza del Laboratorio de Fotovoltaica del Departamento de Física Aplicada II de la Universidad de Málaga, junto al sistema fotovoltaico. A continuación se detallan dichos sensores.

En la Tabla 3.1 se recoge una breve descripción de los diferentes sensores utilizados junto con sus principales características técnicas.

La temperatura de módulo se mide con un sensor Pt100, fabricado con platino y con una resistencia a 0°C de 100 ohmios que varía en función de la temperatura, RTD. Se ha utilizado la configuración a 4 hilos porque es el método más preciso

para medir resistencias, ya que se anula la resistencia adicional que introducen los conductores, incluso a distancias considerables. Las Pt100 se colocan en la parte trasera del módulo, se pegan con una pasta térmica conductora, para evitar pérdidas, y además se fijan con cinta americana.

La temperatura ambiente se mide con un sensor RTD de platino a cuatro hilos, con un tiempo de respuesta de 10 segundos y una precisión a 0°C de $\pm 0,3^{\circ}\text{C}$. Este sensor está integrado junto al higrómetro y forman parte de la estación meteorológica de nuestro sistema de medida, que también integra un pluviómetro electrónico de pesada. Su diseño utiliza un mecanismo de cazoletas basculantes para la medida de la precipitación. La superficie de recogida de lluvia es de 200 cm^2 y la resolución de medida de $0,1\text{ mm}$.

Para medir la humedad relativa del ambiente se utiliza un higrómetro compuesto por un sensor capacitivo que proporciona una señal eléctrica que posteriormente es transformada, mediante una ecuación de equivalencia, a valor de humedad relativa. Este sensor mide en un intervalo de humedad relativa comprendida entre 0 a 100 % con una precisión de $\pm 2\%$ (a $20\text{-}25^{\circ}\text{C}$), con un tiempo de respuesta de 10 segundos.

Tabla 3.1: Principales características de los sensores utilizados.

Parámetro	Sensor	Intervalo de operación
Irradiancia	Kipp&Zonen CMP-21	310-2800 nm
Espectro	EKO MS-710	330-1050 nm
Temperatura ambiente	Platinum RTD	$\pm 50^{\circ}\text{C}$
Temperatura módulo	Platinum RTD	$-50 + 150^{\circ}\text{C}$
Humedad Relativa	Rotronic Hygromer TM	0 - 100 %
Velocidad viento	Young 03302L	0 - 50 m/s
Dirección viento	Young 03102L	0-360°
Precipitación	Young 52202	-

Para medir la velocidad del viento se utiliza un anemómetro. Este dispositivo tiene tres cazoletas que giran dando una señal en alterna cuya frecuencia es proporcional a la velocidad del viento que las hace girar. Junto al anemómetro hay colocada una veleta, que nos permite medir la dirección del viento.

La irradiancia global recibida en el plano de módulo se mide con un piranó-

metro modelo CMP-21 de la marca Kipp&Zonnen, debidamente calibrado. Se trata de un piranómetro de alto rendimiento cuyo sensor de radiación es una termopila protegida por dos cúpulas hemisféricas de alto grado óptico. Presenta un tiempo de respuesta rápida, lo que lo hace adecuado para poder medir la radiación solar bajo condiciones meteorológicas variables.

La captura de espectros se ha realizado con un espectroradiómetro colocado en el plano de módulo y correctamente calibrado. En concreto el modelo utilizado ha sido el EKO MS-710. Se trata de un espectroradiómetro de tecnología de silicio indicado para realizar medidas en exteriores, que proporciona medidas de espectro en el intervalo comprendido entre los 330 a 1050 nm, englobando tanto la zona del espectro visible como la cercana al infrarojo (NIR). El tiempo de exposición del espectroradiómetro es corto, oscilando entre los 10 mseg y 5 seg controlado automáticamente, lo que asegura un espectro fino y sin distorsión tanto en días nublados como en días claros.

Tanto el piranómetro como el espectroradiómetro tienen una cúpula de cristal, que protege al detector de la lluvia, el viento y de las pérdidas por radiación térmica. Dichas cúpulas han sido limpiadas diariamente para evitar la acumulación de polvo y otras sustancias que pudieran afectar a las medidas.

Descripción de módulos empleados

En este trabajo se utilizan módulos fotovoltaicos de distintas tecnologías seleccionadas por su significativa presencia en el mercado fotovoltaico. Se han utilizado tres módulos de lámina delgada: un módulo de tecnología de silicio amorfo (a-Si), un módulo de Teluro de Cadmio (CdTe/CdS) y un módulo tandem silicio amorfo y microcristalino (a-Si/ μ c-Si); además de un módulo de silicio policristalino (pc-Si).

Las características eléctricas de los diferentes módulos fotovoltaicos utilizados se recogen en la Tabla 3.2. Dichos parámetros eléctricos están recopilados en la ficha técnica del módulo, facilitada por el fabricante y han sido medidos en laboratorio bajo condiciones estándar de medida simuladas (STC), es decir, irradiancia 1000 W/m², temperatura de módulo, T_M , de 25°C y espectro de irradiancia incidente AM 1,5. La Tabla 3.2 también recoge las características de diseño de los módulos, según fabricante.

Las tecnologías de lámina delgada que se han utilizado, presentan diferentes encapsulantes. El EVA (Acetato de vinilo) forma parte del encapsulante de la tecnología del CdTe y del tandem a-Si/ μ c-Si, mientras que en el caso de la tecnología de a-Si las tiras de lámina delgada están cubiertas solo por vidrio. Únicamente encontramos una tecnología sin marco, el CdTe. Normalmente los módulos fotovoltaicos presentan un marco exterior, de aluminio anodizado, que refuerza su estructura y evita posibles golpes en las zonas más frágiles evitando así dañar el módulo.

Tabla 3.2: Características eléctricas y de diseño de los módulos fotovoltaicos estudiados.

	Tecnología fotovoltaica			
	CdTe	a-Si	a-Si/ μ c-Si	pc-Si
Corriente en cortocircuito, I_{SC} (A)	1,19	1,19	3,35	8,27
Voltaje circuito abierto, V_{OC} (V)	89,0	92,0	59,2	32,5
Corriente máxima potencia, I_M (A)	1,04	0,90	2,69	7,50
Voltaje máxima potencia, V_M (V)	67,1	67,0	45,0	26,0
Máxima potencia, P_M (W _p)	70	60	121	195
I_{SC} coeficiente de temperatura, α (%/C)	0,04	0,075	0,070	0,050
V_{OC} coeficiente de temperatura, β (%/C)	-0,250	-0,305	-0,300	-0,360
P_M coeficiente de temperatura, γ (%/C)	-0,250	-0,230	-0,240	-0,460
Area (m^2)	0,72	0,95	1,42	1,46
Encapsulado	EVA	Vidrio	EVA, vidrio y película protectora	EVA y vidrio reforzado
Marco (Material)	Sin marco	Aluminio	Aluminio	Aluminio
Número de células	116	108	96	54

3.2. Registro y selección de datos

Para realizar la presente tesis doctoral ha sido necesario adquirir medidas de diversos parámetros, descritos en la sección anterior. Estas medidas se han llevado a cabo en la terraza del Laboratorio de Fotovoltaica situado en el edificio de la Escuela Superior de Informática en el Campus de Teatinos de la Universidad de Málaga, cuyas coordenadas son: latitud $36,7^\circ N$, longitud $4,5^\circ O$ y altura sobre el nivel del mar 50 m.

La base de datos utilizada para la realización de este estudio ha sido construida a partir de los datos experimentales medidos y almacenados por nuestro sistema de medidas. La campaña experimental comenzó el 1 de febrero de 2011 y finalizó el 31 de enero de 2012.

Tanto las curvas $I-V$, como los parámetros meteorológicos y la irradiancia han sido medidos en intervalos de 5 minutos desde la salida hasta la puesta de Sol. Un año natural de medidas es tiempo suficiente para obtener una cantidad de datos fiables y de días tipo que se repiten a lo largo de este período (Huld et al. (2013)). Las medidas experimentales se han realizado siguiendo lo dispuesto en la norma IEC-60904-1. Antes de comenzar a medir las características eléctricas de los paneles fotovoltaicos bajo condiciones de sol real, estas deben haber alcanzado el mayor grado de estabilidad posible. Para tal fin la norma establece que antes de la medida de su curva $I-V$, se someta a los módulos al menos a una irradiación total de 60 kWh/m^2 .

Una vez estabilizados los módulos, las medidas de las curvas características $I-V$ se realizan siguiendo el procedimiento de la norma IEC-60904-1, para medida de módulos fotovoltaicos bajo condiciones de sol real.

En el caso de las medidas del espectro, el espectroradiómetro ha estado midiendo espectros diariamente entre la puesta y la salida de Sol a razón de un espectro por minuto, con una resolución espectral inferior a 8 nm , en intervalos de longitud de onda de $0,75 \text{ nm}$.

El sistema registra en una base de datos, para cada tecnología, todos los valores medidos. Se requiere una base de datos que sea apropiada para todas las tecnologías que se estudian, que incluya los mismos datos para todas, no excluyendo aquellos que favorezcan o perjudiquen a alguna de las mismas. Además debe ser informativa y realista para el usuario, conteniendo valores representativos y no siendo una colección de datos extremos (Huld et al. (2013)). Por esta serie de razones, previamente a la realización de los cálculos, se han aplicado una serie de filtros que se describen a continuación.

Como se ha explicado en el apartado anterior, cuando se mide la curva $I-V$ de un módulo también son medidos los parámetros meteorológicos al inicio y al final de esta. Cuando la diferencia entre la irradiancia medida al comienzo de la medida de la curva $I-V$ y la medida al finalizar la medida de la misma, es superior a 5 W/m^2 ese dato es eliminado porque indica que la curva $I-V$ no ha sido medida bajo condiciones de irradiancia uniformes y no es válida.

También se han eliminado valores de irradiancia inferiores a 100 W/m^2 , valores típicos del amanecer y del anochecer. Bajo estas condiciones, los parámetros medidos presentan bastantes fluctuaciones, con gran influencia del ángulo de in-

cidencia y son poco significativos en el cómputo de la energía diaria. Siguiendo esta misma línea se han eliminado aquellos valores de irradiancia superiores a la constante solar. Es posible que valores instantáneos de irradiancia superen el valor de la constante solar en días con nubes pasajeras en los que se pueda producir una concentración de irradiancia.

Valores de humedad relativa altos afectan a la temperatura de trabajo del módulo fotovoltaico. Altas concentraciones de vapor de agua en la atmósfera pueden producir, sobre todo al amanecer, condensación en el módulo. Cuando el módulo empieza a recibir los primeros rayos de Sol, parte de la energía recibida se emplea en evaporar ese agua.

Además, el intercambio radiativo con la atmósfera hace que, sobretodo en días despejados al amanecer, la temperatura de módulo esté por debajo de la temperatura ambiente. Para evitar estas situaciones consideramos sólo los valores en los que la $T_M = T_A + 2,5^\circ C$.

El último filtro aplicado ha sido la eliminación de valores de $k_t \geq 1$ porque este parámetro puede variar entre 0 y 1, valores superiores a esos límites pueden no ser correctos.

En resumen, se han eliminado aquellos datos en los que:

- Diferencia $G_{inicial}$ y G_{final} superior a $5 W/m^2$
- $G \leq 100 W/m^2$ y $G \geq 1367 W/m^2$
- $HR \geq 90 \%$
- $T_M - T_A \leq 2,5^\circ C$
- $k_t \geq 1$

Las medidas realizadas por el espectralradiómetro requieren un filtro distinto, en este caso se han eliminado los espectros registrados para alturas solares inferiores a 15° , asegurando así que los espectros capturados no se ven influenciados por reflexiones debidas al ángulo de incidencia o errores de coseno del espectralradiómetro (Nann y Riordan (1991)).

Para el cálculo del ángulo topocéntrico de elevación solar sin corrección por refracción atmosférica, e_o , se ha aplicado la Ecuación 3.1, permitiendo realizar la selección de irradiancias espectrales.

$$e_o = \arcsen(\sen\varphi\sen(\delta') + \cos(\varphi)\cos(\delta')\cos(H')) \quad (3.1)$$

donde:

φ es la latitud geocéntrica

δ' es la declinación topocéntrica solar

H' es el ángulo horario local solar

Aplicado el filtro $e_o \leq 15^\circ$, se eliminan un 30 % de los datos de espectro registrados inicialmente. Existe un desfase de tiempo entre los valores de espectro y el resto de parámetros registrados para los módulos. Para contar con los valores de espectro correspondientes a las medidas realizadas por el resto del equipo se implementa un algoritmo que selecciona los valores correspondientes a cada medida realizada en base instantánea.

Una vez aplicados los filtros, nos queda una base de 36000 datos en base instantánea para estudiar y analizar el comportamiento y la caracterización de módulos fotovoltaicos.

3.3. Análisis de los datos registrados

Con el objetivo de caracterizar y tener un conocimiento amplio de las condiciones meteorológicas bajo las que han estado generando electricidad módulos de distintas tecnologías fotovoltaicas, se realiza un análisis de los distintos parámetros que influyen en la producción energética y cuyos efectos se han descrito anteriormente. Este estudio facilitará la interpretación de los análisis energéticos posteriores.

El análisis de las condiciones atmosféricas propias de la ciudad de Málaga y características del ambiente bajo el cuál han estado generando energía los módulos fotovoltaicos objeto de este estudio, se ha realizado a partir de valores instantáneos registrados por los sistemas de medida en el Laboratorio de Fotovoltaica de la Universidad de Málaga.

Se ha realizado un análisis de los datos instantáneos meteorológicos registrados durante el período de medidas. En las Figuras 3.2 a 3.5 se muestran los diagramas de frecuencias de la temperatura ambiente, la velocidad del viento, humedad relativa e irradiancia, mostrando la proporción de datos registrados por intervalos.

La Figura 3.2 representa las frecuencias relativas de temperatura ambiente en intervalos de 2°C . La mayor proporción de datos registrados pertenecen al intervalo de temperatura ambiente comprendido entre los 14 y 32°C , representando el $88,9\%$ de los mismos. Se observa un máximo entre los 28 y 30°C que representa el 14% de los datos registrados.

En cuanto a la velocidad del viento, Figura 3.3, el $58,9\%$ de los valores han sido registrados en un intervalo de $0,5$ y $4,0$ m/s. Aunque la máxima proporción ha sido registrada en el intervalo 2 - $2,5$ m/s.

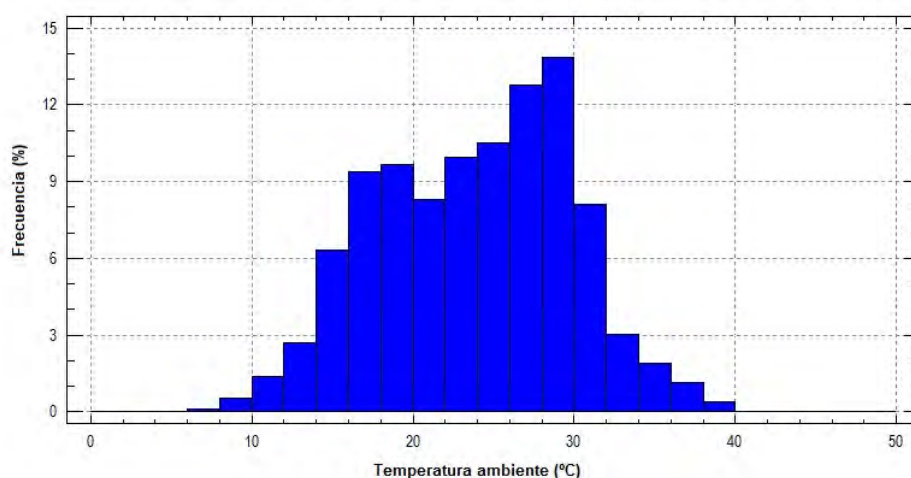


Figura 3.2: Histograma de temperatura ambiente registrada, $^{\circ}\text{C}$

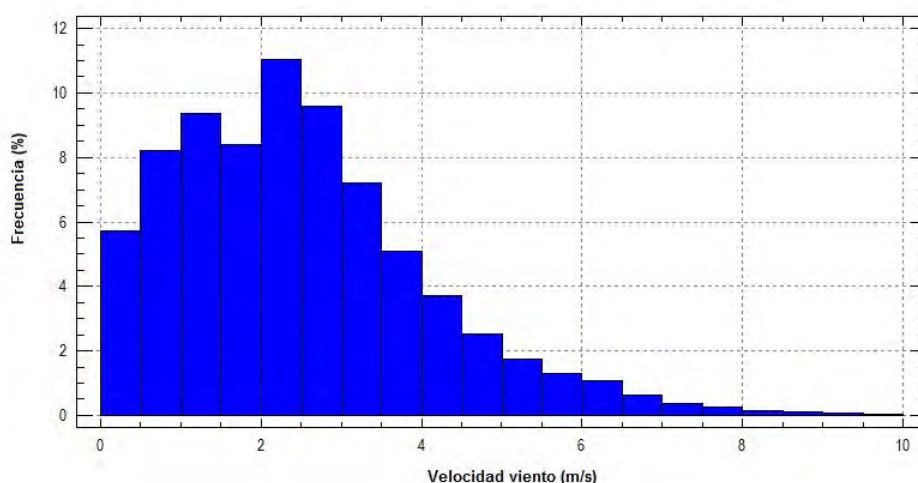


Figura 3.3: Histograma de la velocidad de viento registrada, m/s

El clima de Málaga, al ser una zona cercana al mar, está caracterizado por

3.3. Análisis de los datos registrados

presentar valores altos de HR. Como muestra la Figura 3.4, entre 37,5 y 62,5 % se concentran el 58,9 % de los valores registrados, presentando un máximo en el intervalo 43,8-50 %.

La proporción de irradiancia recibida por los módulos se ha representado en intervalos de 50 W/m², Figura 3.5. Para irradiancias comprendidas entre 700 y 1000 W/m² se registran el 42 % de los valores. Valores extremos de irradiancia presentan frecuencias relativas muy bajas, habiéndose registrado el 13,2 % de los datos a irradiancias inferiores a 200 W/m² y un 0,08 % por encima de 1100 W/m².

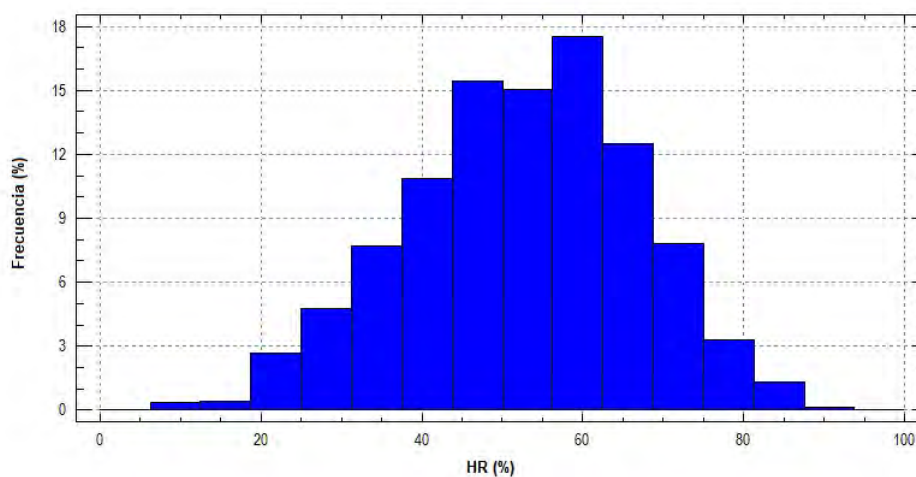


Figura 3.4: Histograma de la HR registrada, %

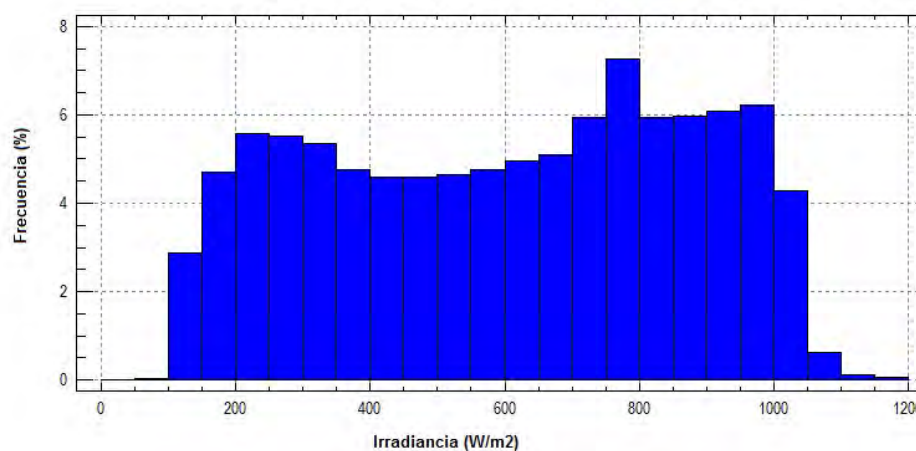


Figura 3.5: Histograma de la irradiancia registrada, W/m²

La temperatura de módulo presenta mucha influencia en el comportamiento de un sistema fotovoltaico, tanto que puede modificar su eficiencia y la energía generada por el módulo. La temperatura de módulo depende del material encapsulante, de sus propiedades térmicas de absorción y disipación, de la irradiancia, de la temperatura ambiente, del viento y de las condiciones de instalación, Alonso García y Balenzategui (2004). Todas estas razones conducen al análisis de la temperatura de módulo de las distintas tecnologías fotovoltaicas.

La frecuencia con la que se ha registrado la temperatura de módulo de las distintas tecnologías *FV* se ha clasificado en intervalos de 4°C y se representan en las Figuras 3.6 a 3.9. Para temperaturas de módulo extremas, es decir $T_M \leq 20^{\circ}\text{C}$ y $T_M \geq 52^{\circ}\text{C}$, la frecuencia de datos registrados son muy similares para todos los módulos, representando en torno a 4 y 10 % de los datos respectivamente. Sin embargo, para el resto de temperaturas las frecuencias con las que se han registrado las temperaturas de operación de módulo para las diferentes tecnologías, presentan diferencias. Muestran cierta similitud las frecuencias con las que se han registrado las temperaturas de módulo de las tecnologías de lámina delgada CdTe, Figura 3.6, y $\mu\text{c-Si/a-Si}$, Figura 3.8, presentando dos máximos de frecuencias, uno en el intervalo $28\text{-}30^{\circ}\text{C}$ y otro en el $48\text{-}52^{\circ}\text{C}$, mientras que en el resto de intervalos de T_M se recogen frecuencias muy similares e inferiores al 12 %. El comportamiento térmico del módulo de tecnología a-Si, Figura 3.7, es diferente al resto de tecnologías de lámina delgada, presentando un máximo de frecuencia en el intervalo $24\text{-}32^{\circ}\text{C}$ donde se han registrado el 39 % de los valores de temperatura y para intervalos de T_M superiores, la frecuencia de datos registrados va disminuyendo. Caso contrario es el del pc-Si, Figura 3.9, donde la frecuencia de los valores de T_M registrados aumenta al aumentar la temperatura de módulo hasta registrarse un máximo en el intervalo $44\text{-}48^{\circ}\text{C}$, correspondiente a una frecuencia del 14,4 %.

3.3. Análisis de los datos registrados

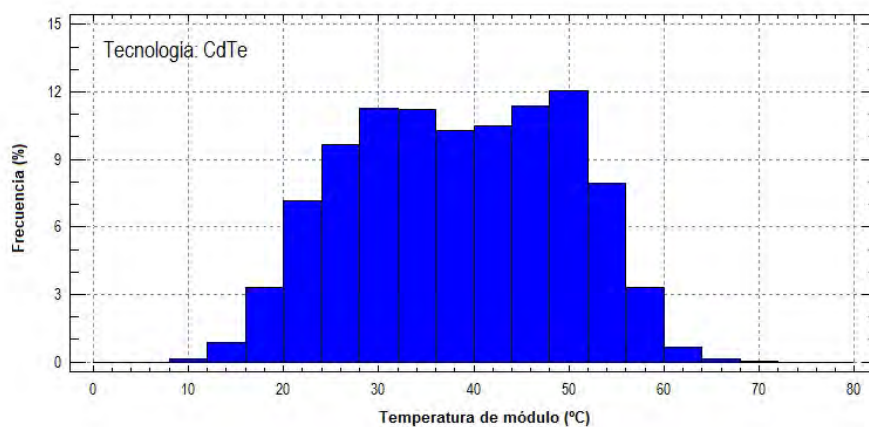


Figura 3.6: Histograma temperatura de módulo CdTe

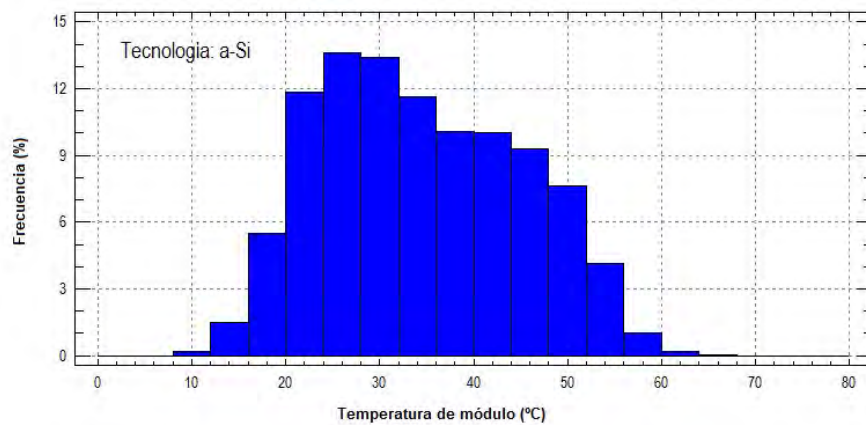


Figura 3.7: Histograma temperatura de módulo a-Si

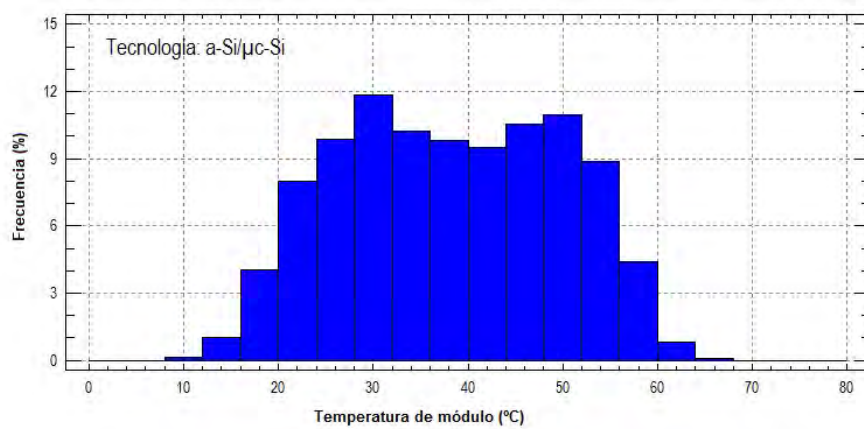


Figura 3.8: Histograma temperatura de módulo a-Si/ μ c-Si

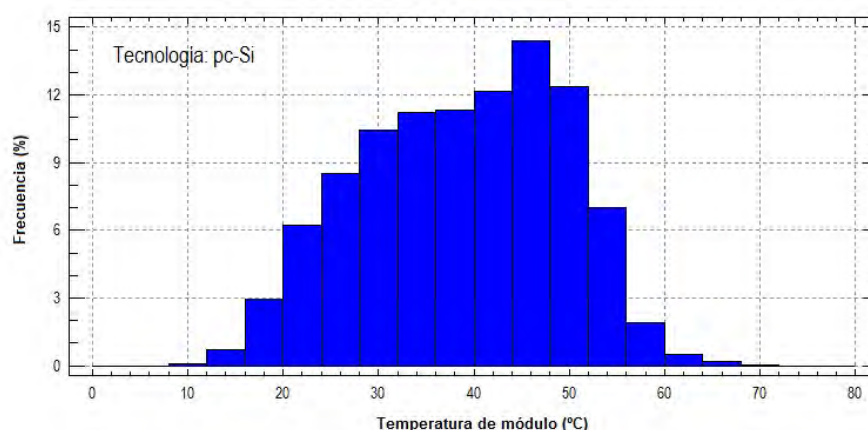


Figura 3.9: Histograma temperatura de módulo pc-Si

En la Tabla 3.3 se recogen los valores de temperatura de módulo media, junto a la desviación estándar de temperatura de módulo y los valores máximos y mínimos de temperatura de trabajo de módulo correspondientes a cada tecnología. El módulo de pc-Si presenta la mayor temperatura media de módulo, $38,8^{\circ}\text{C}$ con una desviación estándar de $10,6^{\circ}\text{C}$. La tecnología que mayor dispersión presenta es el $\mu\text{c-Si/a-Si}$, siendo esta de $11,6^{\circ}\text{C}$ para una media de $38,5^{\circ}\text{C}$. La temperatura de trabajo de módulo más baja es la del módulo de a-Si, con una desviación estándar de $10,8^{\circ}\text{C}$.

Tabla 3.3: Temperaturas de módulo medias, máximas y mínimas junto con la desviación estándar para cada tecnología fotovoltaica.

Tecnologías	$T_{M,media}(^{\circ}\text{C})$	$STD(^{\circ}\text{C})$	$T_{M,max}(^{\circ}\text{C})$	$T_{M,min}(^{\circ}\text{C})$
CdTe	38,4	11,1	70,3	8,8
a-Si	35,6	10,8	66,4	9,2
$\mu\text{c-Si/a-Si}$	38,5	11,6	68,4	8,5
pc-Si	38,8	10,6	70,7	9,7

Como se ha comentado anteriormente, solo hay dos tecnologías que presentan frecuencias de temperatura de módulo similares, CdTe y $\mu\text{c-Si/a-Si}$. Inicialmente, nos podíamos plantear que el pc-Si presente frecuencias de temperatura de módulo diferentes al resto de módulos de lámina delgada ya que los materiales con los que están fabricados son muy diferentes, pero entre las tecnologías de lámina delgada no existe tanta diferencia. Para comprobar que las muestras

son diferentes y que aunque existan ciertas similitudes entre ellas no se trata de la misma población, se ha aplicado el Test de Kolmogorov-Smirnov ($K-S$) para comparar las tecnologías entre sí dos a dos y así poder determinar en todos los casos si se trata de poblaciones distintas.

El Test de $K-S$ consiste en la comparación de la función distribución (probabilidad acumulada) de dos muestras, n_1 y n_2 y calcula el valor de la discrepancia, $D_{n_1 n_2}$ como el valor absoluto de la diferencia máxima entre la frecuencia relativa acumulada de n_1 , F_{n_1} , y n_2 , F_{n_2} . A este valor de discrepancia le corresponde un p-valor, que para un nivel de confianza del 95 % determina si se acepta o se rechaza la hipótesis nula, H_0 .

La H_0 que se plantea es que la muestra n_1 proviene de la misma población que la muestra n_2 , donde n_1 y n_2 son las diferentes tecnologías que se están estudiando. Los resultados obtenidos en todos los casos muestran un p-valor inferior a 0,05, por lo que existen diferencias estadísticamente significativas entre las distintas poblaciones.

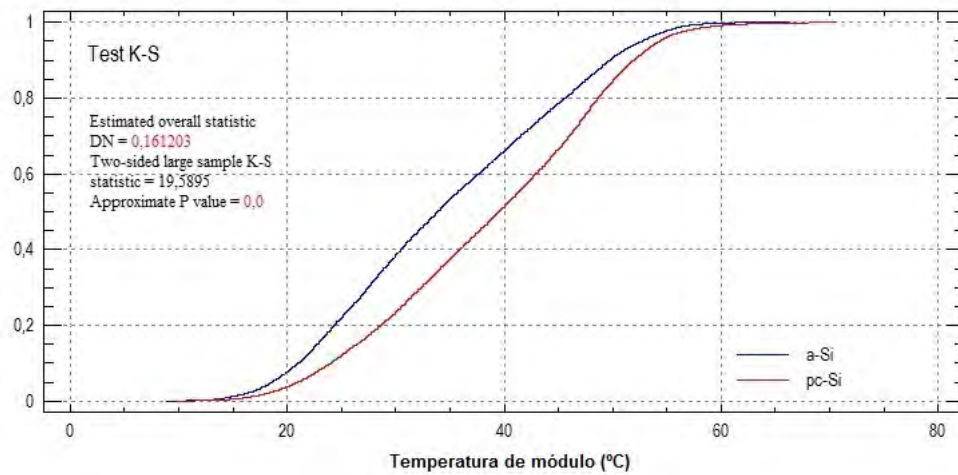
Los resultados obtenidos tras la aplicación del test de Kolmogorov-Smirnov son que las funciones de distribución en todos los casos son diferentes. A modo de ejemplo y para mostrar los resultados obtenidos con el Test $K-S$, se presentan las Figuras 3.10 a) y b), en las que se representan las funciones de distribución de las tecnologías a-Si, pc-Si y CdTe, μc -Si/a-Si respectivamente. En la Figura 3.10 a) el valor de discrepancia máxima obtenido ha sido 0,1612 y un p-valor de 0,0. Para la Figura 3.10 b), la discrepancia máxima entre las distribuciones acumuladas de las muestras es 0,0282 y un p-valor de 0,0. En ambos casos el p-valor es inferior a 0,05, lo cuál indica que las muestras son distintas. Para comprender mejor el comportamiento de la temperatura de módulo en función de la irradiancia recibida, G , y de la temperatura ambiente, T_A , se han calculado los valores medios de temperatura de módulo en intervalos de irradiancia de 100 W/m^2 y de $5^\circ C$ de temperatura ambiente. Los resultados obtenidos se recogen en las Tablas 3.4 y 3.5.

Para valores bajos de irradiancia, $G \leq 400 W/m^2$ todas las tecnologías presentan temperaturas de módulo similares, Tabla 3.4 . Pero a partir de este valor, se observa como el comportamiento térmico de los módulos comienza a ser diferente. Para intervalos de irradiancia inferiores a los 900 W/m^2 , la tecnología CdTe es la que mayores temperaturas de trabajo de módulo presenta con respecto al resto de tecnologías de lámina delgada, con valores muy próximos a la

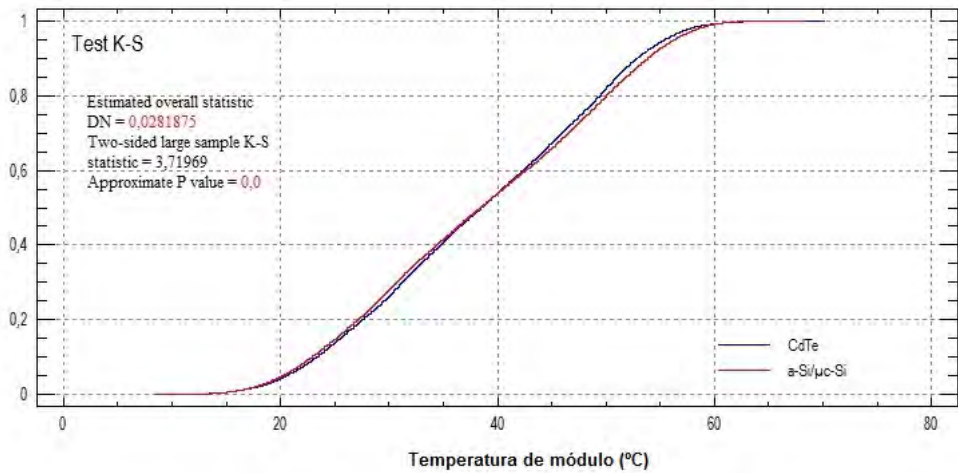
tecnología a-Si/ μ c-Si. A intervalos de irradiancia superiores, la a-Si/ μ c-Si es la que presenta valores muy altos de temperatura de módulo, superiores incluso a los de temperatura de módulo de pc-Si.

En cuanto a la temperatura media de trabajo de módulo calculada por intervalos de temperatura ambiente, Tabla 3.5, para intervalos inferiores a 25°C , los módulos de lámina delgada a-Si y a-Si/ μ c-Si presentan menor promedio de temperatura de trabajo de módulo que el CdTe y pc-Si, cuya temperatura de trabajo media es muy similar. Para $25^{\circ}\text{C} \leq T_A \leq 30^{\circ}\text{C}$, el CdTe baja su temperatura de trabajo.

3.3. Análisis de los datos registrados



a)



b)

Figura 3.10: (a) Test Kolmogorov-Smirnov. Comparación función distribución de las tecnologías FV a-Si y pc-Si. (b) Test Kolmogorov-Smirnov. Comparación función distribución de las tecnologías FV CdTe y μ c-Si/a-Si.

Tabla 3.4: Promedio de Temperatura de módulo por intervalos de irradiancia de 100 W/m^2

G (W/m^2)	Temperatura de módulo ($^{\circ}\text{C}$)							
	CdTe	STD	a-Si	STD	a-Si/ $\mu\text{c-Si}$	STD	pc-Si	STD
100-200	24,7	5,1	23,4	4,6	24,4	5,0	24,4	5,1
200-300	27,9	6,4	26,3	5,9	27,8	6,2	27,7	6,2
300-400	30,4	7,2	27,7	7,2	30,3	7,4	30,3	6,7
400-500	33,6	7,2	30,5	7,3	33,5	7,6	33,7	6,6
500-600	36,6	7,4	33,1	7,8	36,4	7,9	37,1	6,6
600-700	40,0	7,3	36,2	7,8	39,6	8,0	40,4	6,6
700-800	42,7	7,3	39,0	7,8	42,3	8,3	43,0	6,8
800-900	45,7	7,3	41,9	8,1	45,4	8,4	46,0	6,2
900-1000	50,1	6,8	46,8	8,0	50,4	7,5	49,3	6,0
1000-1100	51,2	6,2	48,3	6,9	51,8	6,8	51,3	5,5
1100-1200	46,1	6,0	43,9	6,7	47,3	6,6	46,8	6,2
1200-1300	48,1	7,3	45,2	7,3	47,2	6,7	46,6	3,6

Tabla 3.5: Promedio de temperatura de módulo por intervalos de temperatura ambiente de 5°C

T_A ($^{\circ}\text{C}$)	Temperatura de módulo ($^{\circ}\text{C}$)							
	CdTe	STD	a-Si	STD	a-Si/ $\mu\text{c-Si}$	STD	pc-Si	STD
0-5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5-10	16,4	3,7	15,0	2,9	14,7	2,7	16,2	3,7
10-15	23,6	6,0	22,0	4,9	21,7	5,0	23,7	6,5
15-20	30,9	7,7	29,5	6,9	29,7	7,4	31,0	8,1
20-25	38,5	8,2	37,5	7,6	38,6	8,7	37,7	7,9
25-30	44,6	7,6	43,8	7,1	44,9	8,2	43,1	7,0
30-35	51,1	6,4	49,5	6,2	50,8	6,8	49,6	5,9
35-40	54,5	6,9	52,5	5,7	51,9	5,9	54,3	7,1

Para la caracterización del espectro de la radiación incidente sobre la superficie de los módulos durante el periodo de estudio, se han analizado los parámetros k_t , AM Y APE .

3.3. Análisis de los datos registrados

La relación entre estos tres parámetros, k_t , AM y APE ha sido descrita por Nakada et al. (2010). El valor de APE disminuye cuando aumenta el k_t y con el aumento del factor AM . Un aumento de k_t indica menor presencia de nubes en la atmósfera, por lo tanto menor cantidad de vapor de agua que absorbe las longitudes de onda larga, que son menos energéticas, lo que produciría un *desplazamiento* hacia la zona roja del espectro. Al aumentar el AM el fenómeno de scattering o dispersión de la radiación en la atmósfera aumenta, dispersando la longitud de onda más corta y desplazando el espectro hacia la zona del rojo.

La frecuencia con la que se suceden nubes y claros interfiere en la cantidad de radiación que alcanza la superficie de los módulos fotovoltaicos. Con el objetivo de analizar dicha frecuencia, se ha calculado el índice de transparencia instantáneo, k_t . Este parámetro no presenta estacionalidad, Woyte et al. (2007), por lo que solo refleja el efecto de las condiciones de nubosidad.

Valores de k_t muy bajos o muy altos presentan bajas frecuencias, Figura 3.11. Generalmente días muy nublados caracterizados por cielos totalmente cubiertos, se caracterizan por valores de $k_t \leq 0,3$. Mientras que $0,3 \leq k_t \leq 0,6$ es indicativo de cielos con distribuciones uniformes de nubes y claros. Mientras que para los valores más bajos dominaría el cielo la presencia de nubes, valores de $k_t \geq 0,5$ son característicos de cielos claros con nubes pasajeras, Woyte et al. (2007). Los resultados muestran que los valores de k_t registrados con mayor frecuencia, 66,6 %, están comprendidos entre los intervalos $0,65 \leq k_t \leq 0,80$, lo que indica condiciones de cielo claras.

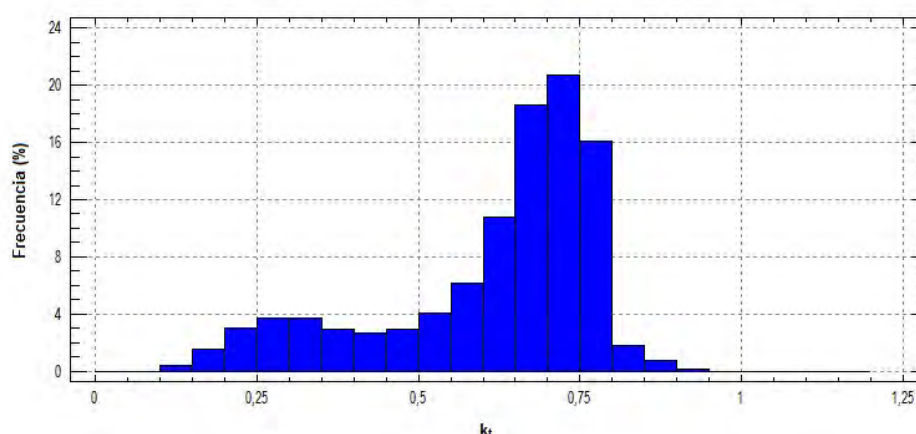


Figura 3.11: Histograma k_t para el periodo de estudio

La forma del espectro cambia en función de la variación del espesor atmos-

férico, generando un descenso en la eficiencia de la célula cuando el AM es significativamente superior a 1,5. Las mayores frecuencias de valores registrados (Figura 3.12) han tenido lugar en los intervalos de AM comprendidos entre 1,1 y 2,1. Valores de AM superiores muestran frecuencias muy bajas. A estos datos les corresponden valores del ángulo cenital superiores a 62° .

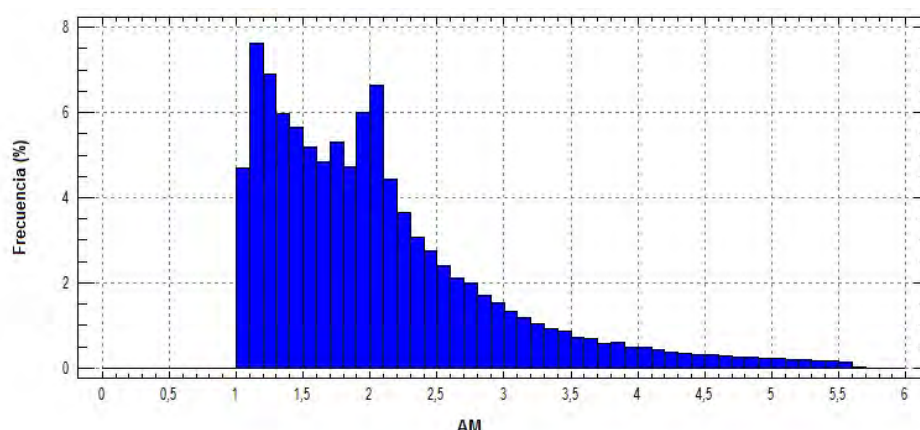


Figura 3.12: Histograma AM para el periodo de estudio.

Los valores de APE se han calculado entre los límites de integración $a = 350$ nm y $b = 1050$ nm, impuestos por el espectroradiómetro utilizado para realizar las medidas. Para este intervalo de longitudes de onda, el valor del índice APE para un espectro de referencia es 1,88 eV; para un intervalo de longitudes de onda comprendidos entre 350-1700 nm, el índice APE de referencia varía a 1,96 eV (Minemoto et al. (2007)).

Los valores del índice APE dependen de la composición de la atmósfera, de la hora, del día y de la estación del año, pero también se ven influenciados por la ubicación, principalmente por la latitud, y por los agentes atmosféricos característicos del lugar donde se realicen las medidas. Los elementos que forman parte de la atmósfera (partículas contaminantes, H_2O_v , aerosoles, etc) provocan una serie de efectos de dispersión de la luz solar, como la dispersión de Rayleigh, la dispersión de aerosoles (Jacovides et al. (2000)) y el vapor de agua (Bird y Riordan (1986)). Valores de APE crecientes indican que el contenido en longitudes de onda corta de la radiación recibida está aumentando, eso es indicativo del aumento de la componente difusa; son radiaciones más energéticas y que tienden hacia la zona azul del espectro. Que exista mayor componente difusa puede ser debido a la presencia de vapor de agua en la atmósfera, que absorbe las lon-

gitudes de onda largas de la radiación y/o a una disminución del fenómeno de scattering, dispersión de Rayleigh, que se produce en los aerosoles que componen la atmósfera y que afecta más a las longitudes de onda corta del espectro (Minemoto et al. (2007)). Valores más pequeños de APE indican un desplazamiento hacia el rojo o una mayor contribución de las longitudes de onda largas (Cornaro y Andreotti (2013)).

Si se estudian los datos calculados de APE se observa que la mayoría de los datos se encuentra entre 1,87 y 1,92 eV, como muestra la Figura 3.13. El histograma presenta un máximo de frecuencia para el intervalo de APE 1,90-1,91 eV, siendo este de 27,3 %.

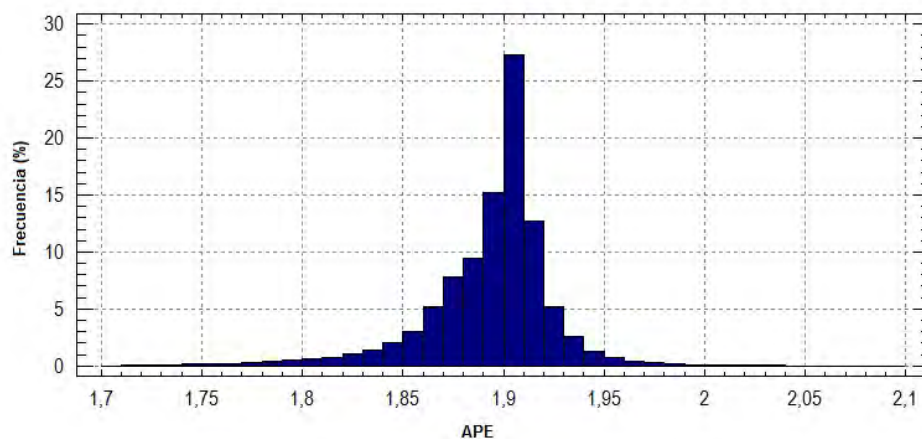


Figura 3.13: Histograma APE instantáneo calculado durante el periodo de estudio

En la Tabla 3.6 se recogen los valores promedio calculados de k_t , AM y APE junto a sus respectivas desviaciones estándar y valores máximos y mínimos.

El k_t promedio obtenido es de 0,62 con una desviación estándar de $\pm 0,17$, lo cual indica que los módulos han estado generando electricidad la mayor parte del tiempo bajo condiciones de cielo despejadas. En cuanto al AM promedio calculado es de 2,1 con una desviación estándar de $\pm 0,9$. La longitud media recorrida por la radiación solar ha sido superior a la estándar, lo cual quiere decir que al recorrer un mayor espesor atmosférico se produce atenuación de la radiación global debido a que aumenta la probabilidad de colisión con los constituyentes atmosféricos.

En cuanto al valor promedio de APE calculado es de 1,89 eV con una desviación estándar de $\pm 0,03$ eV. Es normal que el valor de APE promedio en Málaga

sea superior al valor estándar considerado, 1,88 eV en el intervalo de longitudes de onda comprendido entre 350 y 1050 nm, ya que es una ciudad costera y por lo tanto la presencia de H_2O_v en el ambiente favorece el *desplazamiento* hacia la zona azul del espectro. El espectro de la radiación solar, para longitudes de onda larga, se ve atenuado por la presencia de vapor de agua en la atmósfera (Bird y Riordan (1986)). En una ciudad costera como Málaga en la que la humedad relativa es alta, la contribución de las longitudes de onda corta al espectro será mayor que las longitudes de onda larga que se verán atenuadas debido a la presencia de H_2O_v en el ambiente.

Tabla 3.6: Resumen valores promedio de k_t , AM y APE calculados durante el periodo de estudio junto con su desviación estándar, STD, y sus valores máximos y mínimos calculados.

	Promedio	STD	Máximo	Mínimo
k_t	0,62	0,17	0,98	0,09
AM	2,1	0,9	5,6	1,0
APE	1,89	0,03	2,12	1,70

3.4. Resumen de las condiciones ambientales

A modo de resumen se calculan los valores medios mensuales y anuales de los parámetros meteorológicos y de la precipitación recibida por los módulos fotovoltaicos. Los resultados se muestran en la Tabla 3.7.

Uno de los parámetros meteorológicos que afectan a la productividad de los módulos es la precipitación recibida, ya que ayuda a mantener limpia la superficie del módulo disminuyendo las pérdidas por transmitancia. A pesar de que la superficie de los módulos se ha mantenido limpia durante todo el periodo de estudio, se ha querido reflejar en este trabajo la pluviometría característica del periodo de estudio. Este periodo se ha caracterizado por un verano e inicio de otoño secos y un invierno y primavera lluviosas, aunque no ha sido un año especialmente lluvioso. La cantidad de lluvia que han recibido los módulos durante su periodo de exposición ha sido de $751,5 \text{ l/m}^2$, destacando el mes de noviembre de 2011 como el más lluvioso del periodo con $240,1 \text{ l/m}^2$, Figura 3.14.

3.5. Conclusiones

Tabla 3.7: Promedio diario mensual y anual de los principales parámetros atmosféricos registrados durante el periodo de estudio

	H (kWh/m^2)		T_A ($^{\circ}C$)		HR (%)		v_v (m/s)	
	Media	STD	Media	STD	Media	STD	Media	STD
Feb 11	5,2	1,3	15,7	2,2	57,9	11,3	2,3	1,7
Mar	5,6	1,8	17,2	2,5	57,8	11,9	2,1	1,2
Abr	5,3	2,2	19,3	1,6	66,9	11,0	1,7	0,6
May	6,3	1,7	22,6	2,1	58,3	10,4	1,5	0,7
Jun	7,1	1,2	25,6	2,7	58,7	12,3	1,9	0,9
Jul	7,4	1,0	29,0	2,0	47,5	14,7	2,3	1,4
Ago	7,0	0,9	29,5	1,9	55,0	13,8	1,9	0,8
Sept	6,9	0,6	27,1	1,7	53,4	9,4	1,7	0,9
Oct	5,8	0,9	23,1	2,0	60,5	10,2	1,2	0,7
Nov	4,2	1,5	17,1	4,0	60,1	16,6	1,8	1,6
Dec	4,2	0,9	15,7	1,5	57,3	10,9	2,3	1,9
Ene 12	3,7	1,1	15,7	0,8	67,6	7,4	1,4	1,5
Promedio	5,7	1,3	21,5	2,1	58,4	11,6	1,8	1,1

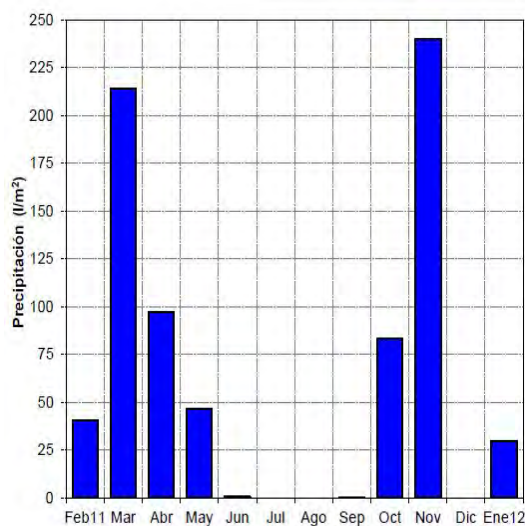


Figura 3.14: Precipitación mensual durante el periodo de estudio.

3.5. Conclusiones

Las condiciones climáticas instantáneas que han caracterizado las condiciones de trabajo de los módulos fotovoltaicos estudiados han sido altos valores de irradiancia, 700-1000 W/m², humedad relativa predominante entre el 40 y 60 %, temperatura ambiente suave comprendida entre los 14 y 32°C y continuos vientos, predominando los valores registrados en el intervalo 2-2,5 m/s. Haciendo un promedio anual de dichas condiciones, los módulos han recibido un promedio de irradiación anual de 5,7 kWh/m², han trabajado bajo un promedio de temperatura ambiente anual de 21,5°C y bajo un ambiente con alto grado de humedad relativa, 58,4 %, y velocidad del viento media de 1,8 m/s. Ha sido un periodo de tiempo poco lluvioso, destacando los meses de marzo y noviembre como los más lluviosos del año y determinantes de la pluviometría del año.

En cuanto a las características de la distribución de la radiación espectral, las diferentes tecnologías fotovoltaicas han estado la mayor parte del tiempo bajo cielos despejados o con nubes pasajeras. Un 66,6 % de los valores de k_t de los datos utilizados, se encuentran comprendidos entre los valores 0,65 a 0,80.

Un valor de AM promedio de 2,1 indica que este factor es levemente superior al valor estándar 1,5, los rayos solares han de recorrer una longitud atmosférica superior a la estándar, generando una mayor atenuación de la irradiancia por aumento de la probabilidad de colisión entre el rayo de luz y las partículas componentes de la atmósfera. No obstante, los cielos han estado la mayor parte del tiempo despejados o con nubes pasajeras, como indica el k_t , pero el contenido en humedad relativa atmosférica ha sido alta, favoreciendo la absorción de longitudes de onda alta, las menos energéticas, y generando un desplazamiento del espectro a la zona del azul, resultados que concuerdan con un valor de APE promedio obtenido de 1,89 eV.

Los módulos fotovoltaicos que se han estudiado, a pesar de ser de distintas tecnologías, han estado trabajando la mayor parte del tiempo a temperaturas comprendidas entre los 20 y 52°C, aunque cada material presenta una distribución de temperaturas de módulo diferente, tal y como han mostrado los resultados obtenidos tras aplicar el test de Kolmogorov-Smirnov.

La tecnología pc-Si es la que mayor temperatura de trabajo instantánea presenta y con menor desviación estándar. Dentro de las tecnologías de lámina del-

gada el a-Si es el que muestra menor temperatura de módulo y menor desviación estándar en sus valores. Sin embargo, la tecnología a-Si/ μ c-Si es la que mayor dispersión presenta en los valores de T_M instantánea.

La temperatura de módulo aumenta de manera proporcional al aumento de la irradiancia y la temperatura ambiente. El análisis de los datos de la velocidad del viento no ha demostrado que existan diferencias en función de la tecnología. Todos los paneles se han refrigerado por igual ya que estaban colocados sobre la misma estructura fija.

A pesar de que los módulos de lámina delgada y de tecnología pc-Si tienen diferentes estructuras en cuanto al proceso de fabricación de sus células, podríamos suponer que sus comportamientos térmicos sean diferentes. En cambio, para las tecnologías de lámina delgada cabría esperar que fuesen similares. El análisis de la temperatura de módulo realizado ha demostrado que la temperatura de operación de cada tecnología de lámina delgada es diferente. Los únicos módulos que muestran un comportamiento térmico de operación muy similar son los de tecnologías CdTe y a-Si/ μ c-Si, pero el test de Kolmogorov Smirnov ha demostrado que son diferentes.

En cuanto a la tecnología a-Si, presenta una temperatura de módulo inferior al resto de tecnologías de lámina delgada y esa diferencia es significativa con el aumento de la temperatura de los módulos según su tecnología. Esta diferencia de operación podría ser debida al efecto *annealing*.

Bibliografía

- ALONSO GARCÍA, M. y BALENZATEGUI, J. Estimation of photovoltaic module yearly temperature and performance based on nominal operation cell temperature calculations. *Renewable Energy*, vol. 29, páginas 1997 – 2010, 2004.
- BIRD, R. E. y RIORDAN, C. Simple solar spectral model for direct and diffuse irradiance on horizontal and tilted planes at the earth's surface for cloudless atmospheres. *American Meteorological Society*, vol. 25, páginas 87 – 97, 1986.
- CORNARO, C. y ANDREOTTI, A. Influence of average photon energy index on solar irradiance characteristics and outdoor performance of photovoltaic modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 21, páginas 996–1003, 2013.
- HULD, T., DUNLOP, E., BEYER, H. G. y GOTTSCHALG, R. Data sets for energy rating of photovoltaic modules. *Solar Energy*, vol. 93, páginas 276–279, 2013.
- IEC-60904-1. *Part 1: Measurements of photovoltaic current-voltage characteristics.*, 2006.
- JACOVIDES, C. P., STEVEN, M. D. y ASIMAKOPOULOS, D. N. Solar spectral irradiance under clear skies around a major metropolitan area. *J. Appl. Meteor.*, vol. 39, páginas 917 – 930, 2000.
- MINEMOTO, T., NAGAE, S. y TAKAKURA, H. Impact of spectral irradiance distribution and temperature on the outdoor performance of amorphous si photovoltaic modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 91, páginas 919 – 923, 2007.
- NAKADA, Y., TAKAHASHI, H., ICHIDA, K., MINEMOTO, T. y TAKAKURA, H. Influence of clearness index and air mass on sunlight and outdoor performance

BIBLIOGRAFÍA

- of photovoltaic modules. *Current Applied Physics*, vol. 10, páginas 261 – 264, 2010.
- NANN, S. y RIORDAN, C. Solar spectral irradiances under clear and cloudy skies: measurements and a semiempirical model. *Journal of Applied Meteorology*, vol. 30, páginas 447–462, 1991.
- PILIOUGINE, M., CARRETERO, J., MORA-LÓPEZ, L. y SIDRACH-DE CARDONA, M. Experimental system for current-voltage curve measurement of photovoltaic modules under outdoor conditions. *Prog Photovolt Res Appl*, vol. 19, páginas 591–602, 2011.
- WOYTE, A., BELMANS, R. y NIJS, J. Fluctuations in instantaneous clearness index: Analysis and statistics. *Solar Energy*, vol. 81, páginas 195 – 206, 2007.

Capítulo 4

Evolución de la potencia pico de los módulos a lo largo del año

En este capítulo vamos a estudiar la evolución de la potencia pico de los módulos en condiciones estándar a lo largo del año. Para este fin se utilizan dos modelos diferentes y se comparan los resultados obtenidos.

4.1. Introducción

Los fabricantes de módulos proporcionan valores de potencia máxima basándose en medidas realizadas en el laboratorio, utilizando simuladores solares y recreando las condiciones estándar (1000 W/m^2 , 25°C , AM 1,5). Sin embargo, como acabamos de estudiar y ponen de manifiesto los resultados presentados, los módulos difícilmente trabajan en las condiciones ideales llamadas condiciones estándar.

Realizar medidas a Sol real de la curva característica $I-V$ de un módulo, requiere por un lado realizar una medida en las condiciones más parecidas posibles a las definidas como STC y por otro lado, trasladarlas a las mismas condiciones con el fin de poder compararlas.

En este capítulo vamos a estudiar la variación de esta medida dependiendo del día del año elegido y si es la misma o no para los diferentes módulos estudiados.

Para poder analizar el comportamiento de la potencia máxima, P_M^{EXP} , correspondiente a módulos de distintas tecnologías a lo largo del año, es necesario trasladar la potencia medida bajo condiciones determinadas a condiciones estándar.

dar de medida. Son numerosos los métodos, tanto algebraicos como numéricos, que pueden aplicarse para trasladar la P_M a condiciones de trabajo estándar (o viceversa), como recoge el Capítulo 2 de la presente tesis doctoral. Dos de los métodos utilizados para este fin son el método de Traslación Geométrica y el método de Osterwald.

El método de Traslación Geométrica ha sido utilizado previamente en nuestro grupo de trabajo en la traslación de curvas $I-V$ de condiciones reales a condiciones estándar. Consiste en una traslación geométrica de las parejas de valores $I-V$ de cada curva seleccionada a condiciones estándar. Este procedimiento ha sido utilizado en la traslación de curvas características $I-V$ de módulos fotovoltaicos de tecnologías cristalinas, obteniendo buenos resultados, Herrmann y Wiesner (1996). El método de Traslación Geométrica pertenece al grupo de los métodos de traslación numéricos. A pesar de que estos métodos plantean una metodología de resolución compleja, los parámetros de entrada necesarios se encuentran disponibles en las fichas técnicas de los diferentes módulos fotovoltaicos utilizados en este estudio.

El método de Osterwald ha sido aplicado como método predictivo de P_M de tecnologías mono- y policristalinas en climas Mediterráneos, siendo recomendado por sus autores como un método sencillo y que proporciona resultados precisos, Fuentes et al. (2007). También ha sido utilizado en trabajos posteriores para la predicción de potencia en tecnologías de lámina delgada, obteniendo buenos resultados. Los valores de precisión en la predicción la P_M por este modelo, con respecto a los valores medidos, en orden creciente, es para la tecnología a-Si, a-Si:H/ μ c-Si y CdTe, Torres-Ramirez et al. (2014).

Aunque algunos autores apuntan una exactitud ligeramente mayor para los métodos numéricos de traslación, otros señalan que no existe diferencia apreciable entre unos y otros, presentando un nivel de incertidumbre inferior al $\pm 3\%$ con respecto al valor medio de la medida (Herrmann y Wiesner (1996)).

La potencia generada por un módulo fotovoltaico depende principalmente de la irradiancia recibida y de la temperatura. Sin embargo, otros factores de segundo orden como el factor masa de aire, el ángulo de incidencia o el espectro de la irradiancia incidente, afectan al valor final medido.

Con este trabajo nos planteamos realizar medidas experimentales a lo largo del año, en condiciones que se acerquen lo más posible a las definidas como

STC. Para este fin se han seleccionado datos correspondientes a días despejados ($k_t \geq 0,7$) e irradiancia superior a 800 W/m^2 , valores registrados en torno al mediodía solar, hora solar $\pm 3 \text{ h}$, caracterizados por valores de AM comprendidos entre 1,0 y 2,0 (Figura 4.1) reduciendo así los efectos del ángulo de incidencia solar.

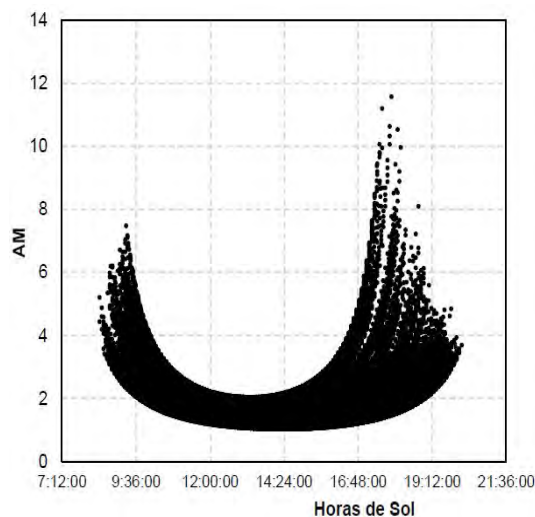


Figura 4.1: Valores instantáneos de AM característicos del periodo de estudio

4.2. Método de traslación geométrica

El Método de Traslación aplicado en este caso es una combinación de los métodos de traslación propuestos por Miguel Alonso Abella, Abella (2005) y Abella y Polo (2001). Este método supone que la curva $I-V$ de un dispositivo fotovoltaico es única e irrepetible y que mantiene su forma constante. Esta curva solo puede desplazarse debido a cambios en las condiciones de temperatura y de irradiancia.

Como parámetros eléctricos de entrada del modelo se requieren: el coeficiente de variación de la corriente en cortocircuito, I_{sc} , en función de la temperatura (α), el coeficiente de variación del voltaje en circuito abierto, V_{oc} , en función de la temperatura (β), el factor de idealidad del diodo (m) y el número de células de cada uno de los módulos. Los valores de dichos parámetros están recogidos en la Tabla 3.2 del Capítulo 3.

El procedimiento de cálculo se lleva a cabo en varios pasos, como se puede

observar en la Figura 4.2. En un primer paso la pareja de valores (V_{oc}^{EXP} , I_{sc}^{EXP}) medida bajo unas condiciones determinadas de G^{EXP} y T_M^{EXP} , se trasladan a las condiciones de irradiancia y temperatura de módulo estándar, G^{STC} y T_M^{STC} , a partir de las ecuaciones definidas en (2). A continuación (3) se calcula la diferencia entre la nueva corriente calculada, I_{sc}^{STC} , y la registrada, I_{sc}^{EXP} . Dicha diferencia se suma o se resta al resto de valores de corriente que conforman la curva, I_n^{EXP} , trasladándolos geométricamente por corriente a los nuevos valores, I_n^{STC} .

Una vez que se han trasladado todos los puntos de la curva por corriente, se calcula el nuevo valor de tensión, V_{oc}^i , por interpolación (4). La interpolación se realiza ajustando los puntos de la pendiente inferior de la curva I - V a una recta y calculando el punto de corte con el eje.

Calculada la nueva tensión de circuito abierto, V_{oc}^i , se haya la diferencia entre este valor y el V_{oc}^{STC} calculado en (2) y se aplica dicha diferencia para trasladar de nuevo los puntos de la curva característica I - V , esta vez por tensión (5).

En el siguiente paso, se calcula el valor de la nueva corriente en cortocircuito de la curva ajustando los puntos de la pendiente superior de la curva a una recta y determinando el punto de corte con el eje, $I_{sc}^{EXP,i}$ (6). Calculado este valor, se compara con I_{sc}^{STC} calculada en (2). Si los valores son iguales (7), el proceso finaliza y si son diferentes (8) comienza de nuevo el proceso en (3).

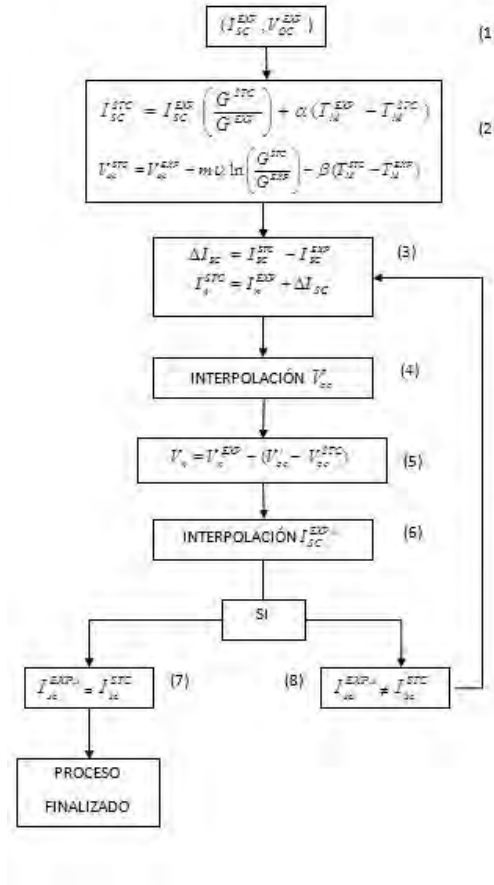


Figura 4.2: Traslación a condiciones estándar MTG

I_{sc}^{EXP} : corriente de cortocircuito bajo unas determinadas condiciones de medida de irradiancia y temperatura, (A)

I_n^{EXP} : corriente bajo unas determinadas condiciones de medida de irradiancia y temperatura, (A)

$I_{sc}^{EXP,i}$: corriente de cortocircuito interpolada bajo unas condiciones de medida de irradiancia y temperatura, (A).

I_{sc}^{STC} : corriente de cortocircuito en condiciones estándar de irradiancia y temperatura, (A)

I_n^{STC} : corriente en condiciones estándar de irradiancia y temperatura, (A)

G^{EXP} : irradiancia medida (W/m^2)

G^{STC} : irradiancia en condiciones estándar ($1000 W/m^2$)

T_m^{EXP} : temperatura de módulo ($^{\circ}C$)

T_m^{STC} : temperatura de módulo en condiciones estándar ($25^{\circ}C$)

m : factor de idealidad del módulo

V_{oc}^{EXP} : voltaje de circuito abierto bajo unas determinadas condiciones de medida de irradiancia y temperatura (V)

V_{oc}^i : voltaje de circuito abierto interpolado, (V)

V_{oc}^{STC} : voltaje de circuito abierto en condiciones estándar de irradiancia y temperatura (V)

ν_t : potencial térmico, (V)

Para la correcta aplicación de las ecuaciones aplicadas en el paso (2) de la Figura 4.2, se requiere calcular dos parámetros:

- Cálculo del potencial térmico, ν_t . El potencial térmico se calcula mediante la siguiente expresión, Ecuación 4.1:

$$\nu_t = K \cdot T_M / q \quad (4.1)$$

donde K es la constante de Boltzman ($1,381 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$), T_M es la temperatura de módulo (K) y q es la carga del electrón, ($1,602 \cdot 10^{-19} \text{ C}$).

- Cálculo del factor de idealidad del módulo, m . Los valores del factor de idealidad de los módulos de las distintas tecnologías que se han empleado en este método han sido calculados por nuestro grupo de investigación siguiendo el método desarrollado por King et al. (2004) en los Laboratorios Sandía. El Departamento de Energía Solar de dichos laboratorios propone un modelo de diez ecuaciones para analizar y modelar sistemas fotovoltaicos. Este modelo conduce al cálculo de la potencia y de la energía que un sistema fotovoltaico ha de generar asumiendo que se encuentran disponibles una serie de coeficientes de rendimiento de módulo y datos meteorológicos. Dicho modelo puede ser aplicado tanto en células fotovoltaicas individuales, como en módulos o en grandes instalaciones.

El cálculo del factor de idealidad, m , se calcula a partir de la ecuación 4.2:

$$V_{oc} = V_{oc}^{STC} + N\delta(T_M)\ln(G_{ef}) + \beta(T_M - T_M^{STC}) \quad (4.2)$$

donde:

V_{oc}^{STC} : tensión en circuito abierto en condiciones estándar.

β : coeficiente de variación de la tensión en circuito abierto con la temperatura de módulo.

T_M : es la temperatura del módulo ($^{\circ}\text{C}$). Valor medido en la superficie trasera del módulo.

T_M^{STC} : temperatura de módulo en condiciones estándar (25°C).

m : coeficiente de idealidad de célula.

N : número de células en serie del panel.

k : constante de Boltzman ($k = 1,381 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$).

q : valor absoluto de la carga del electrón ($e = 1,602 \cdot 10^{-19} \text{ C}$).

G_{ef} : la irradiancia solar efectiva es la fracción de la irradiancia que alcanza la superficie del módulo ante la cuál responden las células fotovoltaicas considerando la influencia de la variación espectral, pérdidas ópticas debido al ángulo de incidencia y las pérdidas por soiling. Se calcula a partir de la expresión 4.3, eliminando así la influencia del espectro.

$$G_{ef} = \frac{I_{sc}}{I_{sc}^{STC}} \quad (4.3)$$

donde

I_{sc} es la corriente en cortocircuito, (A).

I_{sc}^{STC} es la corriente en cortocircuito en condiciones estándar, (A). Valores suministrados por el fabricante (Tabla 3.2 Capítulo 3).

$\delta(T_M)$: es el voltaje térmico por célula, a la temperatura de célula dada, que se calcula:

$$\delta(T_M) = \frac{mk(T_M + 273,15)}{q} \quad (4.4)$$

Para un factor de idealidad $m=1$ y temperatura de célula 25°C , su valor es de 26 mV por célula.

En 4.2 sustituimos las expresiones 4.3 y 4.4, obteniendo 4.5.

$$V_{oc} = V_{oc}^{STC} + \beta(T_M - T_M^{STC}) + \left(\frac{Nmk(T_M + 273,15)}{q} \right) \ln(G_{ef}) \quad (4.5)$$

Ecuación que puede ser escrita como:

$$y = A + Bx_1 + Cx_2 \quad (4.6)$$

donde $A = V_{oc}^{STC}$, $B = \beta$ y $C = mN$.

Las variables independientes de la Ecuación 4.6 se definen como:

$$x_1 = T_M - 25 \quad (4.7)$$

$$x_2 = \frac{k(T_M + 273,15)}{q} \cdot \ln(G_{ef}) \quad (4.8)$$

Se realiza el ajuste de los datos instantáneos de cada una de las tecnologías estudiadas por regresión no lineal, obteniéndose los parámetros de ajuste A, B y C. A partir de dichos coeficientes se determinan los valores instantáneos de V_{oc}^{STC} , $\beta_{V_{oc}}$ y del factor de idealidad, m . Estos parámetros quedan recogidos en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1: Valores de los parámetros eléctricos calculados

Tecnología	<i>CdTe</i>	<i>a - Si</i>	$\mu c - Si/a - Si$	<i>pc - Si</i>
V_{oc}^{STC} (V)	88,1	87,2	58,5	32,7
$\beta_{V_{oc}}$ (% °C ⁻¹)	- 0,293	- 0,305	-0,299	-0,333
<i>m</i>	1,305	1,458	1,319	1,011
R^2 (%)	91,9	96,5	97,2	93,2

Los resultados muestran que el factor de idealidad es diferente para cada una de las tecnologías estudiadas y siempre mayor que 1. Los resultados obtenidos muestran buen ajuste de los datos con valores de R^2 cercanos a 1. Los valores obtenidos tanto de V_{oc} como de β , son muy próximos a los dados por los fabricantes excepto para el a-Si en el que se obtiene un valor más bajo de V_{oc} .

A la vista de esta buena concordancia podemos aceptar como válidos los valores de m obtenidos.

Una vez aplicado el método propuesto a cada una de las tres curvas $I-V$ experimentales medidas, se obtienen las curvas en condiciones estándar.

Tomamos como valor de la potencia pico determinada por este método, al valor medio de las potencias de cada una de las curvas medidas.

4.3. Método de Osterwald

El modelo de Osterwald, Osterwald (1986), es un método analítico de cálculo de potencia en condiciones estándar. Este modelo es muy utilizado en la literatura debido a su sencillez y muy conocido desde los años 70. En este método la potencia se calcula de acuerdo con la expresión:

$$P_M^{EXP} = P_M^{STC} \frac{G_i^{EXP}}{G_i^{STC}} [1 - \gamma (T_M - T_M^{STC})] \quad (4.9)$$

donde:

P_M^{EXP} es la potencia máxima de módulo medida bajo determinadas condiciones, (W)

P_M^{STC} es la potencia máxima de módulo en condiciones estándar, (W)

G_i^{EXP} es la irradiancia recibida en el plano de módulo, (W/m^2)

G_i^{STC} es la irradiancia en condiciones estándar (W/m^2)

γ es el coeficiente de variación de potencia en función de la temperatura ($^{\circ}C^{-1}$)

La aplicación del método de Osterwald se ha llevado a cabo en dos pasos. En un primer paso se ha realizado solamente una corrección de potencia por temperatura, asumiendo la irradiancia constante. En este caso, la Ecuación 4.9 quedaría:

$$P_M^{STC} = \frac{P_M^{EXP}}{[1 - \gamma (T_M - T_M^{STC})]} \quad (4.10)$$

En un segundo paso, la representación gráfica de los valores de P_M^{STC} frente a G_i^{EXP} nos permite realizar un ajuste lineal y el cálculo de los valores mensuales de potencia en condiciones estándar, P_M^{STC} .

Los valores del factor de variación de la potencia con la temperatura de módulo, γ , utilizados en la 4.10, son los proporcionados por el fabricante en la ficha técnica de cada módulo (Tabla 3.2 del Capítulo 3). Estos han sido asumidos como constantes a lo largo del año.

4.4. Resultados obtenidos

A continuación se muestran los resultados obtenidos en la traslación de potencia empleando los dos métodos de traslación a condiciones estándar propuestos, MTG (Método de Traslación Geométrica) y MO (Método de Osterwald).

En las Tablas 4.2 y 4.3 se presentan los valores promedios mensuales de potencia obtenidos aplicando los dos métodos, junto a la desviación estándar, los valores medios anuales de la potencia máxima calculados a partir de los valores mensuales junto a la desviación estándar, STD , y desviación relativa, RD (%).

La desviación estándar calculada, STD , es un parámetro estadístico que indica la dispersión de los valores de P_M^{STC} calculados con respecto al valor medio de P_M^{STC} . Sus unidades de medida son W. La expresión de cálculo de la STD es la siguiente, Ec. 4.11:

$$STD = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^k (x_i - \bar{x})^2} \quad (4.11)$$

Se han calculado los valores de desviación estándar con respecto a la media mensual calculada y con respecto a la media anual, en cada caso.

Además de la desviación estándar, se ha calculado la desviación relativa o coeficiente de variación, que indica la variabilidad de la desviación estándar con respecto a la media poblacional, μ , y está expresado en porcentaje. Cuanto menor sea el valor de la desviación relativa, mayor homogeneidad en los valores de la variable.

$$RD = \frac{STD}{\mu} \cdot 100 \quad (4.12)$$

En la Tabla 4.2 se muestran los resultados obtenidos con el MTG. Para el módulo de silicio policristalino, pc-Si, los valores de potencia presentan valores de desviación estándar superiores a $\pm 1W$. La desviación estándar de los valores de P_M^{STC} mensuales es de $\pm 1,5W$, con una variabilidad anual del $\pm 0,8\%$.

En el caso del módulo de CdTe, la desviación estándar de los valores medios mensuales de P_M^{STC} es bastante baja y en todos los meses es inferior a $\pm 1W$. La desviación estándar anual es de $\pm 2,9W$, lo que se refleja en una variabilidad anual del $\pm 4,3\%$.

El módulo de tecnología de silicio amorfo (a-Si) presenta valores de desviaciones estándar mensuales que oscilan entre $\pm 0,4$ y $\pm 2,3W$. El valor de desviación estándar anual es de $\pm 3,1W$ y la variabilidad anual es $\pm 5,5\%$.

Por último, el módulo a-Si/ μ c-Si es el que presenta los valores más altos de desviación estándar mensual, alcanzando un máximo de $\pm 2,1W$ y un mínimo de $\pm 0,6W$. La desviación estándar de los valores de potencia medios mensuales a lo largo del año es de $\pm 2,1W$, una variabilidad anual del $\pm 1,8\%$.

Tabla 4.2: Resumen de valores promedios mensuales P_M^{STC} junto a su desviación estándar, STD, valores promedios de potencia anual junto su desviación estándar, STD, y a la desviación relativa, RD, calculados aplicando el MTG para las distintas tecnologías estudiadas.

	CdTe		a-Si		μ c-Si/a-Si		pc-Si	
	$P_M^{STC}(W)$	STD (W)	$P_M^{STC}(W)$	STD (W)	$P_M^{STC}(W)$	STD (W)	$P_M^{STC}(W)$	STD (W)
Feb 11	66,9	0,6	52,5	0,6	112,4	1,8	188,2	0,7
Mar	66,5	0,4	54,0	1,0	112,0	1,8	187,1	1,2
Abr	69,7	0,3	57,1	2,3	116,7	2,7	186,6	1,1
Mayo	70,1	0,6	57,0	1,1	117,8	1,8	186,3	0,8
Jun	72,0	0,4	58,6	1,3	117,2	2,1	186,2	1,3
Jul	72,1	0,4	61,3	1,4	116,9	1,9	185,1	1,9
Ago	67,2	0,5	58,8	0,7	117,6	1,7	183,7	1,4
Sept	65,6	0,8	58,0	1,0	118,7	2,1	185,2	1,1
Oct	63,9	0,4	55,9	0,9	115,9	1,6	185,4	0,7
Nov	68,5	0,7	53,4	0,8	116,9	1,0	187,9	1,7
Dic	63,0	0,9	50,5	0,4	115,1	1,1	188,1	1,3
Ene 12	65,9	0,9	53,4	1,1	115,7	0,6	188,9	0,7
$P_{M,media}^{STC}(W)$	67,6		55,9		115,3		186,5	
STD (W)	2,9		3,1		2,1		1,5	
RD (%)	4,3		5,5		1,8		0,8	

Los resultados obtenidos aplicando el MO están recogidos en la Tabla 4.3. Los valores instantáneos de potencia corregidos por temperatura, calculados a partir de la Ecuación 4.10, se representan gráficamente en función de la irradiancia, Figura 4.3.

4.4. Resultados obtenidos

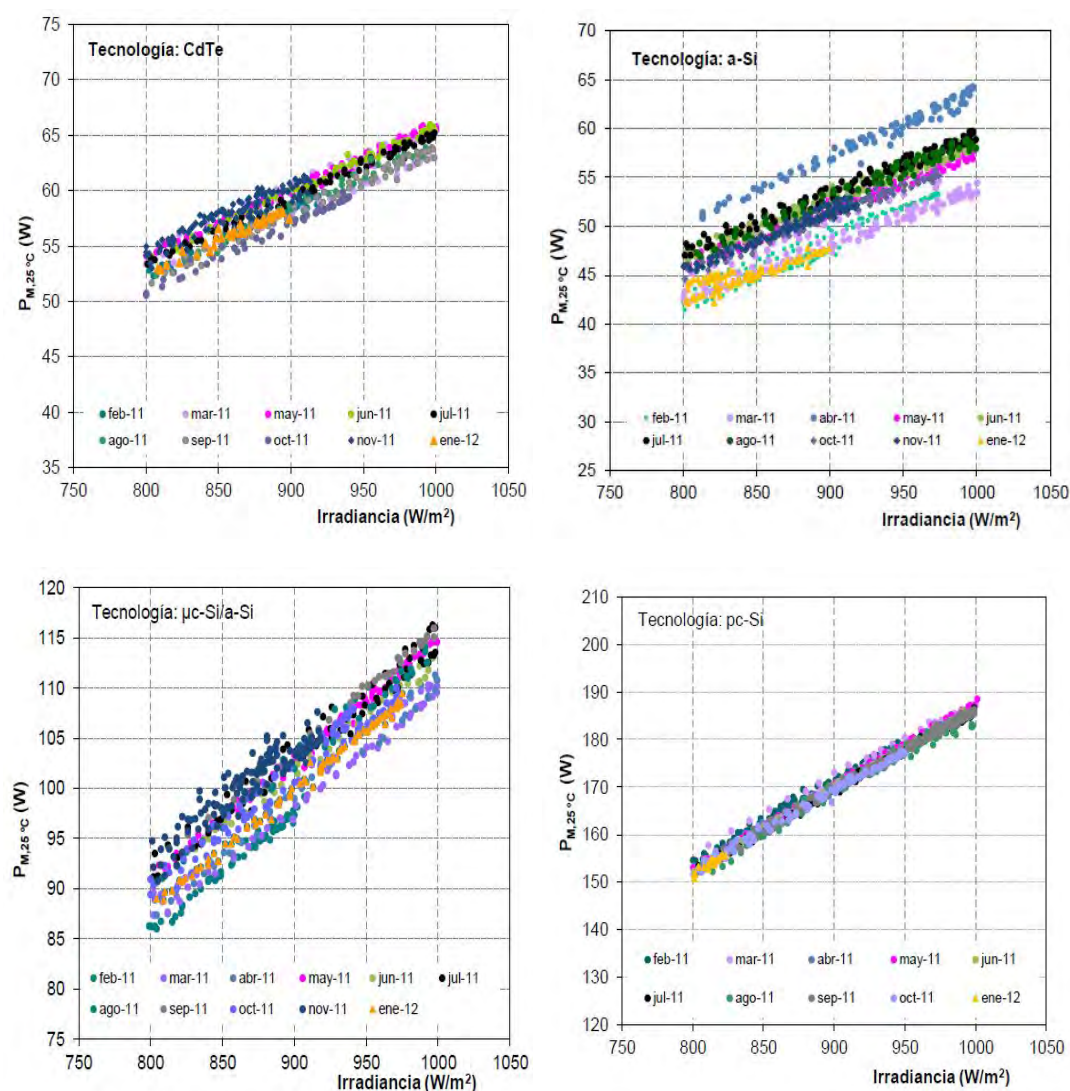


Figura 4.3: Traslación de potencia a condiciones estándar MO.

Los valores instantáneos de potencia máxima corregidos por temperatura no permanecen constantes en el tiempo, sino que se observa un desplazamiento en el eje de ordenadas que depende del mes y de la tecnología, pero manteniendo su pendiente prácticamente constante. Este desplazamiento es más evidente en los módulos de lámina delgada que en el módulo de silicio policristalino, donde las rectas prácticamente se superponen a lo largo del año. Esto nos indica que para el silicio policristalino los valores de potencia mensuales en condiciones estándar permanecerán prácticamente constantes a lo largo del año, o con pequeñas variaciones, mientras que en los casos de los módulos de lámina delgada dichas fluctuaciones serán más notables.

Para el caso del CdTe, desde febrero hasta julio 2011, los valores de potencia permanecen iguales, mientras que a partir del mes de octubre se produce un desplazamiento de los datos calculados hacia valores inferiores de potencia, volviendo a ganar potencia durante los meses de invierno.

El módulo de silicio amorfo, es el que presenta mayor variación de la potencia a lo largo del año. De abril a agosto la potencia aumenta y a partir de octubre comienza a bajar, restableciéndose los valores iniciales.

Por último, la variación de potencia del módulo de tecnología a-Si/ μ c-Si en la que se puede observar que existe variación en la potencia dependiendo de la fecha de la medida, pero este efecto no es tan acusado como en el silicio amorfo.

En la Tabla 4.3 se presentan los valores mensuales de P_M^{STC} obtenidos con el MO. Como puede observarse, los valores de potencia en condiciones estándar del módulo de pc-Si muestran un comportamiento más estable que los que presentan los módulos de lámina delgada, tal como se esperaba.

Para el módulo de silicio policristalino, el ajuste de $P_{M,25^\circ C}$ en función de la temperatura presenta unos valores de correlación lineal siempre próximos a 1, indicativo de que la correlación entre las dos variables, P_M^{STC} y la irradiancia, es muy alta. Los valores de desviación estándar de la potencia son en general inferiores a ± 1 W, excepto los meses de marzo y agosto que presentan valores levemente superiores. La desviación estándar de la potencia mensual es de $\pm 1,8$ W, una desviación relativa anual de $\pm 1,0$ %.

La tecnología CdTe también presenta una buena correlación lineal de la potencia corregida por temperatura, $P_{M,25^\circ C}$, en función de la temperatura de módulo, presentando valores de R^2 muy próximos a 1. La desviación estándar de la potencia mensual es baja, variando entre $\pm 0,3$ y $\pm 0,7$ W, excepto el mes de marzo que presenta un máximo de $\pm 1,2$ W. El valor de la desviación estándar en este caso es de $\pm 1,8$ W, lo que supone una variabilidad en potencia anual para esta tecnología de $\pm 2,8$ %.

La correlación lineal para la tecnología de silicio amorfo presenta valores en torno a 0,99. La desviación estándar oscila entre $\pm 0,1$ y $\pm 0,9$ W. La desviación estándar de los valores de P_M^{STC} es de $\pm 3,1$ W. La tecnología de silicio amorfo es la que mayor variabilidad anual presenta, siendo esta de $\pm 5,6$ %.

Por último, la tecnología tándem de silicio amorfo-microcristalino presenta coeficientes de correlación lineal próximos a 0,99, aunque los valores de desviación

4.4. Resultados obtenidos

típica son más altos que los que presentan el resto de tecnologías estudiadas siendo en el 60 % de los casos superior a ± 1 W. La desviación estándar es de ± 2 W y la variabilidad anual en potencia de esta tecnología es de $\pm 1,8$ %.

Tabla 4.3: Valores promedios mensuales P_M^{STC} junto a su desviación estándar, STD, valor medio de potencia anual junto su desviación estándar, STD, y a la desviación relativa, RD, calculados aplicando el MO para las distintas tecnologías estudiadas.

	CdTe			a-Si			μ c-Si/a-Si			pc-Si		
	P_M^{STC} (W)	STD (W)	R^2	P_M^{STC} (W)	STD (W)	R^2	P_M^{STC} (W)	STD (W)	R^2	P_M^{STC} (W)	STD (W)	R^2
Feb	64,9	0,3	0,98	52,5	0,8	0,95	109,0	1,0	0,98	191,1	0,6	0,99
Mar	63,3	1,2	0,89	54,0	0,9	0,93	109,6	1,1	0,98	188,8	1,1	0,99
Abr	64,3	0,7	0,96	57,1	0,3	0,99	112,9	2,0	0,92	187,0	0,5	0,99
Mayo	66,6	0,3	0,99	57,0	0,4	0,98	114,1	0,6	0,99	188,4	0,6	0,99
Jun	66,3	0,3	0,99	58,6	0,5	0,98	113,0	0,5	0,99	187,9	0,4	0,99
Jul	65,7	0,3	0,99	61,3	0,5	0,98	114,9	1,2	0,97	187,4	0,6	0,99
Ago	64,7	0,4	0,99	58,8	0,6	0,98	114,1	1,0	0,98	186,7	1,2	0,99
Sept	64,2	0,4	0,98	57,1	0,1	0,94	115,9	0,5	0,99	187,9	0,7	0,99
Oct	63,3	0,3	0,99	55,9	0,4	0,98	112,9	1,1	0,97	188,7	0,6	0,99
Nov	67,3	0,7	0,89	53,4	0,4	0,96	115,5	1,3	0,87	190,0	0,6	0,99
Dic	60,6	0,3	0,74	50,5	0,2	0,80	112,8	1,1	0,96	189,6	0,7	0,99
Ene	65,1	0,3	0,95	53,4	0,6	0,81	111,1	0,4	0,99	192,7	0,7	0,98
$P_{M,media}^{STC}$ (W)	64,7			55,8			113,1			188,9		
STD (W)	1,8			3,1			2,0			1,8		
RD (%)	2,8			5,6			1,8			1,0		

Resumiendo, los módulos de lámina delgada, como adelantaban la Figura 4.3, muestran un comportamiento en potencia más variable a lo largo del año que el módulo de silicio policristalino. La variabilidad en potencia anual es mayor para el módulo de silicio amorfo, $\pm 5,5$ %, seguido por la tecnología de CdTe, $\pm 2,7$ %. El tandem a-Si/ μ c-Si, dentro de los módulos de lámina delgada es el que menor variabilidad presenta, $\pm 1,8$ %.

En la Figura 4.4 se representan los valores mensuales de P_M^{STC} obtenidos para cada tecnología. Los valores de P_M^{STC} trasladados aplicando el MO presentan valores inferiores a los obtenidos con el MTG.

Para las tecnologías a-Si y pc-Si se obtienen valores de potencia trasladados por ambos métodos muy próximos entre sí, hecho que no se cumple para el resto de tecnologías de lámina delgada.

En el caso del módulo de a-Si los valores trasladados por ambos métodos son prácticamente iguales a excepción de los meses de julio y noviembre. Sin embargo, la traslación en el caso del pc-Si presenta una diferencia entre las potencias mensuales constante, siendo inferiores los valores de potencia en condiciones estándar

obtenidos aplicando el MTG.

Para las tecnologías de lámina delgada CdTe y a-Si/ μ c-Si, el MTG proporciona valores de potencia en condiciones estándar superiores a los obtenidos por el MO.

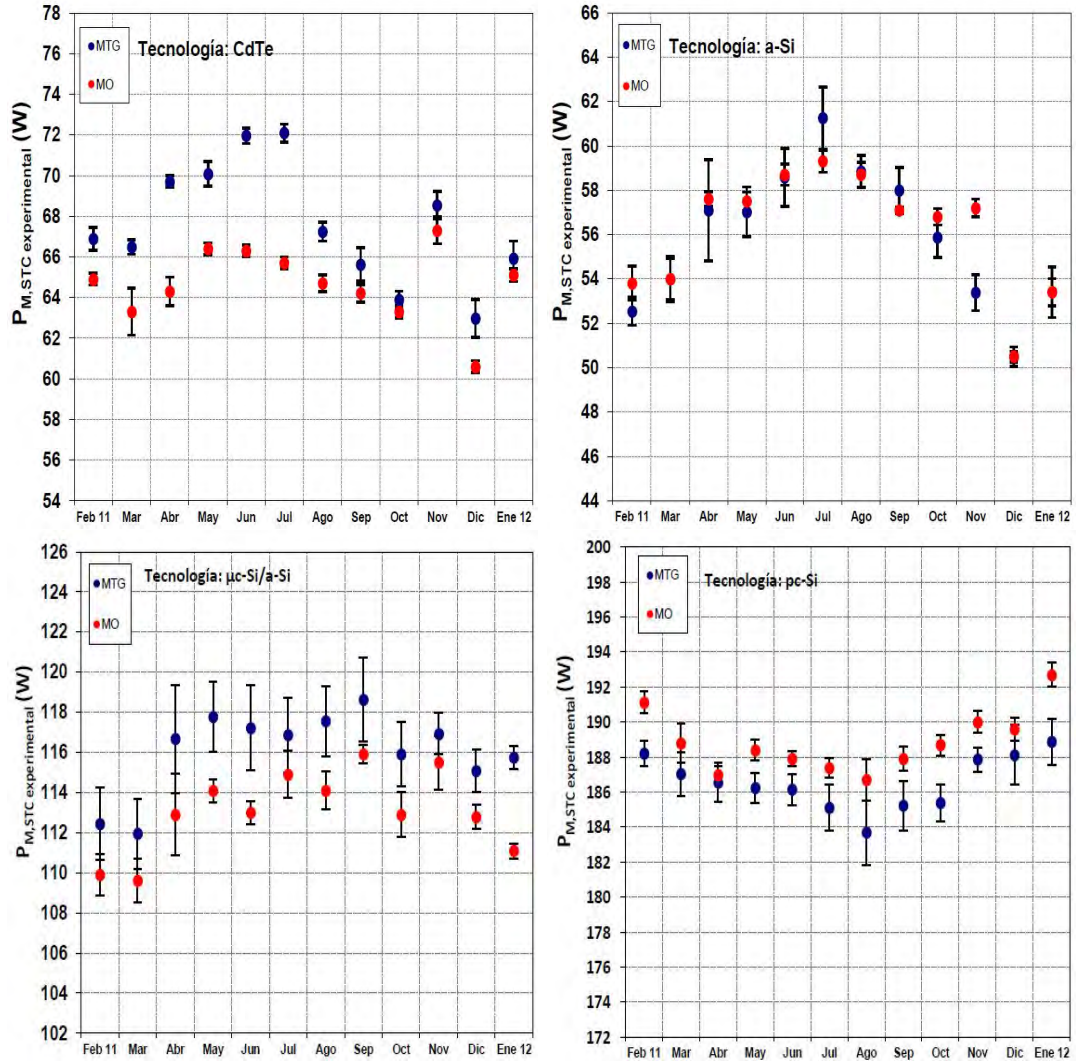


Figura 4.4: Valores promedios mensuales de P_M^{STC} calculados por los dos métodos de traslación, con sus respectivas desviaciones estándar, para las diferentes tecnologías estudiadas.

Con el objetivo de analizar los resultados obtenidos por ambos métodos de traslación, se ha tomado como valor de referencia para cada tecnología el valor de potencia suministrado por el fabricante, $P_M^{STC,ref}$.

Se ha calculado el error absoluto, como la diferencia entre la P_M^{STC} (W) calculada por cada método y $P_M^{STC,ref}$ proporcionada por el fabricante. Con esta

diferencia se pretende ver si el valor promedio calculado es superior o inferior al valor de referencia en función del signo del EA.

También se ha calculado la desviación estándar, STD, aplicando la Ecuación 4.11 para ver la dispersión de los valores calculados con respecto al valor de potencia proporcionado por el fabricante.

El error absoluto medio, MAE (Mean Absolute Error) y el error porcentual absoluto medio, MAPE (Mean Absolute Porcentual Error) se calculan con la ecuaciones 4.13 y 4.14. Mientras que el MAE proporciona el error cometido mediante la comparación de los datos trasladados por los dos modelos frente al valor proporcionado por el fabricante en términos absolutos, el MAPE realiza la misma comparación pero en términos relativos.

$$MAE = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N |(x - x_i)| \quad (4.13)$$

$$MAPE = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N \frac{MAE}{x_i} \cdot 100 \quad (4.14)$$

donde x es el valor de potencia proporcionado por el fabricante y x_i es el valor de potencia en condiciones estándar trasladado por cada método empleado.

Los resultados obtenidos se recogen en las tablas 4.4 y 4.5. Estos resultados muestran que para todas las tecnologías fotovoltaicas los valores de potencia trasladada a condiciones estándar por ambos métodos de traslación es inferior a la proporcionada por el fabricante. La tecnología CdTe en los meses de verano muestra valores iguales y levemente superiores a los valores proporcionados por el fabricante en condiciones estándar, hecho que podría indicar que el coeficiente de variación de potencia con la temperatura de módulo es variable a lo largo del año. Los valores de $P_M^{STC,exp}$ trasladados por los métodos de MTG y MO son inferiores a los de referencia, como muestran el error absoluto, EA, calculado en cada caso en Tabla 4.4. Para la tecnología pc-Si el valor trasladado presenta mayor diferencia con respecto a su valor de referencia que el resto de tecnologías, siendo este 8,5 W inferior al valor de referencia. El EA mínimo se ha obtenido para la tecnología CdTe con el MTG, siendo este de 2,4 W. Los valores de potencia mensual en condiciones estándar calculados por el MO están más cercanos al valor del fabricante para las tecnologías de lámina delgada CdTe y a-Si. En el caso del a-Si/ μ c-Si, ambos métodos ofrecen resultados similares, con una variación

de ± 2 W con respecto al valor de referencia. Para el pc-Si la variación es de $\pm 1,5$ W y $\pm 1,8$ W para el MTG y MO respectivamente. En base al análisis de estos resultados se ha considerado que el valor mensual representativo para cada tecnología se va a calcular realizando la media aritmética de los valores de $P_M^{STC,exp}$ calculados por ambos métodos de traslación, Tabla 4.5. A partir de este momento se utilizará el término $P_M^{STC,exp}$ para referirse a los valores de potencia en condiciones estándar promedios calculados a partir de los valores de potencia en condiciones estándar calculados con los dos métodos de traslación.

Los valores promedio $P_M^{STC,exp}$ presentan STD con respecto al valor de referencia, inferiores a las que presentaban los valores de potencia calculados por cada uno de los métodos. La evolución de la $P_M^{STC,exp}$ a lo largo del periodo de estudio, presenta fluctuaciones estacionales, tal y como se ha visto anteriormente. Para visualizar más claramente la evolución anual, se ha estandarizado la potencia media mensual por el valor de potencia media anual calculado (Figura 4.5). Las tecnologías pc-Si es la que menor variación en potencia presenta en el periodo de estudio, con una variación de $\pm 1,6$ W.

Tabla 4.4: Valores de P_M^{STC} mensuales calculados por MO y MTG y comparación con el $P_M^{STC,ref}$ proporcionado por el fabricante y parámetros estadísticos calculados.

	CdTe		a-Si		μ c-Si/a-Si		pc-Si	
	$P_{MTG}^{STC,exp}$ (W)	$P_{MO}^{STC,exp}$ (W)	$P_{MTG}^{STC,exp}$ (W)	$P_{MO}^{STC,exp}$ (W)	$P_{MTG}^{STC,exp}$ (W)	$P_{MO}^{STC,exp}$ (W)	$P_{MTG}^{STC,exp}$ (W)	$P_{MO}^{STC,exp}$ (W)
Feb-11	66,9	64,9	52,5	53,8	112,4	109,9	188,2	191,1
Mar	66,5	63,3	54,0	54,0	111,9	109,6	187,1	188,8
Abr	69,7	64,3	57,1	57,6	116,7	112,9	186,6	187,0
Mayo	70,1	66,4	57,0	57,5	117,8	114,1	186,3	188,4
Jun	72,0	66,3	58,6	58,7	117,2	113,0	186,2	187,9
Jul	72,1	65,7	61,3	59,3	116,9	114,9	185,1	187,4
Ago	67,2	64,7	58,8	58,7	117,6	114,1	183,7	186,7
Sept	65,6	64,2	58,0	57,1	118,6	115,9	185,2	187,9
Oct	63,9	63,3	55,9	56,8	115,9	112,9	185,4	188,7
Nov	68,5	67,3	53,4	57,2	116,9	115,5	187,9	190,0
Dic	63,0	60,6	50,5	50,5	115,1	112,8	188,1	189,6
Ene-12	65,9	65,1	53,4	53,4	115,7	111,1	188,9	192,7
$P_M^{STC,ref}$ (W)	70	70	60	60	121	121	195	195
EA (W)	-2,4	-5,3	-4,1	-3,8	-4,9	-7,9	-8,5	-6,1
STD (W)	2,9	1,8	3,1	2,7	2,0	2,0	1,5	1,8
MAE (W)	3,1	5,3	4,3	3,8	4,9	7,9	8,5	6,1
MAPE (%)	4,4	7,6	7,2	6,3	4,1	6,6	4,3	3,2

4.4. Resultados obtenidos

Tabla 4.5: Valores mensuales y valor medio anual de la potencia por tecnologías y parámetros estadísticos

	CdTe	a-Si	$\mu\text{c-Si/a-Si}$	pc-Si
Feb-11	65,9	53,2	111,2	189,7
Mar	64,9	54,0	110,8	187,9
Abr	67,0	57,3	114,8	186,8
Mayo	68,2	57,3	115,9	187,3
Jun	69,1	58,6	115,1	187,0
Jul	68,9	60,3	115,9	186,3
Ago	66,0	58,8	115,8	185,2
Sept	64,9	57,6	117,3	186,6
Oct	63,6	56,3	114,4	187,0
Nov	67,9	55,3	116,2	188,9
Dic	61,8	50,5	113,9	188,9
Ene-12	65,5	53,4	113,4	190,8
$P_M^{STC,exp}(W)$	66,1	56,0	114,6	187,7
$P_M^{STC,REF}(W)$	70	60	121	195
EA (W)	-3,9	-4,0	-6,4	-7,3
STD (W)	2,2	2,8	2,0	1,6
MAE (W)	3,9	4,0	6,4	7,3
MAPE (%)	5,5	6,7	5,3	3,7

Las dos tecnologías de silicio amorfo presentan variaciones estacionales, siendo las de la tecnología a-Si/ $\mu\text{c-Si}$ más suaves que las de a-Si. Ambas muestran ganancia de potencia durante los meses de verano y una pérdida en los meses de invierno, pese a la gran diferencia de oscilación entre valores de $\pm 2,0$ W para el módulo de $\mu\text{c-Si/a-Si}$ y $\pm 2,8$ W para el a-Si.

En el caso de la tecnología a-Si se observa una clara tendencia estacional, oscilando los valores de potencia entre una ganancia máxima del 7,6 % en el mes de julio de 2011, con respecto al valor medio anual experimental, y pérdidas máximas del 10 % en el mes de Diciembre de 2011. Oscilaciones en potencia media anual del 10 % han sido obtenidas por otros autores para esta tecnología (Virtuani y Fanni (2014)), alcanzando el valor máximo a mediados del mes de julio y el mínimo en enero. En la provincia de Jaén, se han obtenido fluctuaciones en valores mensuales de potencia para el a-Si comprendidas entre el 6 % y el 5 %, correspondientes a un máximo de potencia alcanzado en el mes de enero y un mínimo alcanzado en el mes de julio (Torres-Ramirez et al. (2014)).

Las variaciones en potencia, y por extensión en eficiencia, de la tecnología

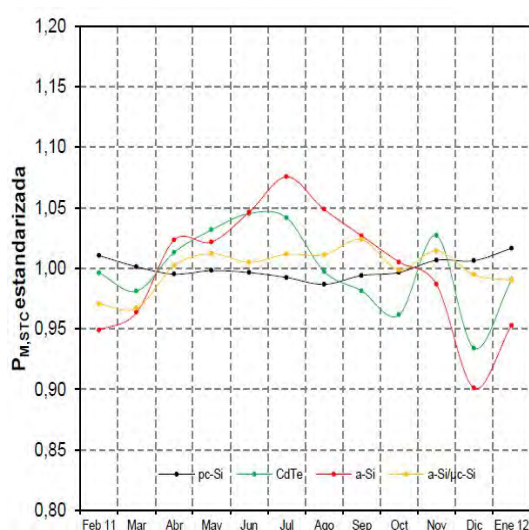


Figura 4.5: $P_M^{STC,exp}$ estandarizada para cada tecnología

silicio amorfo son debidas principalmente a efectos espectrales y al efecto *annealing* (Virtuani y Fanni (2014)). El a-Si presenta una respuesta espectral estrecha (350-800 nm), lo que hace a esta tecnología más sensible a los cambios espectrales que el resto de tecnologías estudiadas.

Durante el verano, la longitud de atmósfera que tienen que recorrer los rayos solares es mayor que en invierno, debido a la altura solar. Por lo que en verano el espectro está más desplazado hacia la zona del azul favoreciendo la producción energética del módulo, mientras que en invierno el espectro se ve desplazado hacia la zona roja, provocando una disminución en la potencia generada por esta tecnología. En sistemas fotovoltaicos de a-Si de unión simple, se observan diferencias notables en potencia a lo largo del año y estas pérdidas se atribuyen principalmente a los efectos espectrales (Gottschalg et al. (2005)). Pero este hecho por sí solo no explica porqué esta tecnología genera más potencia en verano, sino que hay que tener en cuenta el efecto *annealing*. En los módulos de la tecnología a-Si, se produce una pérdida en potencia debido a la degradación inducida por la exposición a la luz de los módulos fotovoltaicos, efecto Staebler-Wronski. La magnitud de dicha degradación depende de varios factores como la composición y el grosor de la lámina de a-Si, del número de uniones entre las células, etc; variando esta entre el 15 y el 35 % de la potencia inicial. Pero esta degradación en potencia inducida no es permanente sino que es reversible por efecto de la temperatura. A este efecto generalmente se le conoce con el término

inglés *annealing*, y consiste en la pasivación de los defectos generados en la fase de degeneración. Diversos autores afirman que la regeneración de la degradación por luz es reversible a 150 °C (Staebler y Wronski (1977); Schropp y Zeman (1999)), pero a temperaturas inferiores dicha recuperación depende del tiempo y de la temperatura ambiente a la que los módulos estén expuestos. Pero estos efectos de degradación/regeneración no son constantes, sino que dependen de factores estacionales como la cantidad de radiación solar recibida o el promedio de temperatura de módulo. Por lo tanto, en verano que el módulo está expuesto a un mayor número de horas solares, la recuperación de la degradación será más efectiva que en invierno. También hay que tener en cuenta que en verano la temperatura de módulo es más alta que en invierno, por lo que a pesar de que haya más luz y se pueda entender que la degradación por luz inducida es mayor, el efecto *annealing* es superior a la degradación generada, favoreciendo la generación de potencia del módulo durante el verano.

4.5. Conclusiones

De acuerdo con los resultados de este estudio, podemos concluir que:

Cuando se mide en condiciones de sol real, aún siguiendo las especificaciones de las normas técnicas establecidas, el valor determinado de la potencia nominal de los módulos es distinto dependiendo de la época del año en que se mida. Esta variabilidad es debida a los cambios en el espectro de la irradiancia incidente sobre los módulos y debe ser mayor en aquellas tecnologías cuya respuesta espectral es mas estrecha en longitudes de onda.

Los resultados muestran la dificultad de medir la potencia de los módulos en condiciones de sol real. Esta dificultad es mayor en módulos de lámina delgada.

Se han utilizado dos métodos distintos para el cálculo de la potencia nominal de los módulos en condiciones estándar a partir de los valores experimentales registrados. Los dos métodos muestran resultados similares para todas las tecnologías, con diferencias pequeñas entre los valores calculados. Por lo que ambos métodos se pueden aplicar tanto a tecnologías de lámina delgada como de silicio policristalino.

Como valor de la potencia nominal experimental de cada tecnología, se ha considerado el valor medio anual de los valores medios obtenidos para cada mes

por cada uno de los dos métodos utilizados.

Los dos métodos calculan potencias nominales inferiores a las facilitadas por los fabricantes en sus hojas de características técnicas.

Se ha observado que todas las tecnologías de módulos estudiadas presentan variabilidad anual en el valor de su potencia nominal. Esta variabilidad es mayor en los módulos de lámina delgada. Los resultados muestran una mayor variabilidad anual para el módulo de a-Si, que representa el 5,1 % de su potencia nominal media. En módulos de esta tecnología esta variabilidad es debida también al efecto de *annealing*, que como está bien establecido en la bibliografía (Virtuani y Fanni (2014)) hace que estos módulos presenten mejores eficiencias en verano que en invierno. La tecnología de pc-Si es la que menos variabilidad anual presenta con un 0,8 % de su potencia nominal media.

Bibliografía

- ABELLA, M. A. *Sistemas Fotovoltaicos. Introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaica..* S.A.P.T. Publicaciones Técnicas, S.L., 2005.
- ABELLA, M. A. y POLO, S. L. *Sistemas Fotovoltaicos. Introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaica..* S.A.P.T. Publicaciones Técnicas, S.L., 2001.
- FUENTES, M., NOFUENTES, G., AGUILERA, J., TALAVERA, D. y CASTRO, M. Application and validation of algebraic methods to predict the behaviour of crystalline silicon PV modules in mediterranean climates. *Solar Energy*, vol. 81(11), páginas 1396 – 1408, 2007.
- GOTTSCHALG, R., DEL CUETO, J., BETTS, T. y INFELD, D. Seasonal performance of a-Si single- and multijunction modules in two locations. En *Photovoltaic Specialists Conference, 2005. Conference Record of the Thirty-first IEEE*, páginas 1484–1487. 2005.
- GOTTSCHALG, R., INFELD, D. y KEARNEY, M. Experimental study of variations of the solar spectrum of relevance to thin film solar cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 79, páginas 527 – 537, 2003.
- HERRMANN, W. y WIESNER, W. Current voltage translation procedure for PV generators in the german 1000 roofs-programme. En *EuroSun 96 Conference*, páginas 701 – 705. 1996.
- KING, D. L., BOYSON, W. E. y KRATOCHVIL, J. A. Photovoltaic array performance model. Informe técnico, Sandia National Laboratory Report, 2004.
- OSTERWALD, C. Translation of device performance measurements to reference conditions. *Solar Cells*, vol. 18, páginas 269–279, 1986.

- SCHROPP, R. E. y ZEMAN, M. New developments in amorphous thin-film silicon solar cells. *Electron Devices, IEEE Transactions on*, vol. 46, páginas 2086–2092, 1999.
- STAEBLER, D. L. y WRONSKI, C. R. Reversible conductivity changes in discharge produced amorphous si. *Applied Physics Letters*, vol. 31, 1977.
- TORRES-RAMIREZ, M., NOFUENTES, G., SILVA, J., SILVESTRE, S. y MUÑOZ, J. Study on analytical modelling approaches to the performance of thin film PV modules in sunny inland climates. *Energy*, vol. 73, páginas 731 – 740, 2014.
- VIRTUANI, A. y FANNI, L. Seasonal power fluctuations of amorphous silicon thin-film solar modules: distinguishing between different contributions. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 22, páginas 208 – 217, 2014.

Capítulo 5

Evaluación energética de las distintas tecnologías FV

En este capítulo vamos a analizar el comportamiento energético diario de los diferentes módulos estudiados.

Vamos a calcular la productividad diaria, el performance ratio y la eficiencia de cada uno de los módulos estudiando la variabilidad a lo largo del año.

5.1. Introducción a los parámetros de Evaluación Energética: Productividad, Performance Ratio y Eficiencia

La comparación de módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologías se realiza mediante el cálculo de una serie de parámetros que proporcionan información sobre la eficiencia de cada sistema nos permite compararlos entre sí. De acuerdo con la norma IEC 61724, para la evaluación energética de módulos fotovoltaicos se calculan los siguientes parámetros: productividad diaria, Yield (Wh/Wp), performance ratio, PR (%) y eficiencia diaria, η_{diaria} (%). Dichos parámetros han sido previamente utilizados en la bibliografía por diversos autores (Marion et al. (2005); Massi Pavan et al. (2011)) para la caracterización energética de módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologías.

Para calcular los parámetros descritos, es necesario conocer el valor de otros parámetros como son la energía diaria, E_{diaria} , generada por cada tecnología y la

irradiación diaria recibida en el plano de módulo, H_{diaria} .

La energía diaria se calcula a partir del valor de máxima potencia, P_M , obtenido de la curva característica $I-V$ registrada de cada módulo fotovoltaico, realizando el sumatorio durante las horas de Sol, Ecuación 5.1.

$$E_{diaria} = \sum_{i=1}^n P_M \Delta t \quad [Wh] \quad (5.1)$$

Análogamente, se calcula la irradiación diaria, H_{diaria} , como el sumatorio de la irradiancia recibida en el plano de módulo, G , entre las horas de exposición del módulo al Sol, Ecuación 5.2:

$$H_{diaria} = \sum_{i=1}^n G \Delta t \quad [Wh/m^2] \quad (5.2)$$

A partir de estos valores se calcula la productividad diaria o Yield diario, Y_{diario} , se define como el cociente entre la energía diaria producida, E_{diaria} , y la potencia de módulo instalada, Ecuación 5.3, y por tanto sus unidades son (Wh/Wp). La potencia de módulo instalada utilizada para el cálculo del Y_{diario} es el valor de potencia $P_M^{STC,exp}$ determinada en el Capítulo 3.

$$Y_{diario} = \frac{E_{diaria}}{P_M^{STC,exp}} \quad [Wh/Wp] \quad (5.3)$$

Además este valor nos sirve como base de cálculo de otro parámetro energético, el Performance Ratio, PR . Este queda definido por la Ecuación 5.4 como el cociente entre el Y_{diario} y la radiación solar incidente en el plano del generador, $G_{\alpha,\beta}$, dividido entre la irradiancia en condiciones estándar de medida (1000 W/m²).

$$PR = \frac{Y_{diario}}{G_{\alpha,\beta}/1000} \cdot 100 \quad [\%] \quad (5.4)$$

Este parámetro permite comparar módulos de distintas tecnologías, con diferente localización, orientación e inclinación y potencia nominal, ya que relaciona la energía que capta un sistema con la que podría captar si las condiciones fuesen ideales. Las condiciones ideales serían las características de las condiciones estándar: 25°C, 1000 W/m², masa aire 1,5 AM. Esto quiere decir que un sistema

que funcionase bajo condiciones ideales tendría un valor de PR de 100 %. Valores inferiores a este indican la existencia de pérdidas en potencia debidas principalmente a las altas temperaturas de trabajo del sistema, a la acumulación de polvo en la superficie del módulo, a pérdidas en el cableado, etc.

Finalmente, se calcula la eficiencia diaria, η_{diaria} , como el cociente entre la energía diaria, E_{diaria} y la irradiación diaria total recibida en la superficie del módulo, H_{diaria} , Ecuación 5.5.

$$\eta_{diaria} = \frac{E_{diaria}}{H_{diaria} \cdot A} \cdot 100 \quad [\%] \quad (5.5)$$

Este parámetro representa el porcentaje de irradiación diaria que el módulo convierte en electricidad.

5.2. Evaluación Energética

En la figura 5.1 se representa la eficiencia energética diaria frente a la irradiación para todos los módulos estudiados.

Se puede observar como el rendimiento energético diario disminuye al aumentar la irradiación siguiendo un comportamiento lineal.

Este comportamiento es más notable en el módulo de pc-Si que para los módulos de a-Si y a-Si/ μ c-Si-

Todas las tecnologías presentan el mismo comportamiento mostrando valores de η_{diaria} más altos para valores de irradiación bajos. Cuando la irradiación diaria es alta, la eficiencia diaria para los módulos de a-Si y a-Si/ μ c-Si se hace prácticamente independiente de la irradiación. Este hecho pone de manifiesto que en estos módulos, este parámetro presenta poca dependencia con la temperatura. Estos resultados concuerdan con los mostrados en la Figura 5.2, que representa la eficiencia energética diaria en función de la temperatura media diaria del módulo, T_M . Se observa que este parámetro es mucho menos dependiente de la temperatura en los módulos de lámina delgada de a-Si y a-Si/ μ c-Si.

En la Figura 5.2 también se puede observar una mayor dependencia de la η_{diaria} con la T_M para las tecnologías pc-Si y CdTe. Estos resultados son coherentes con los coeficientes de pérdida de temperatura mostrados en la Tabla 3.2.

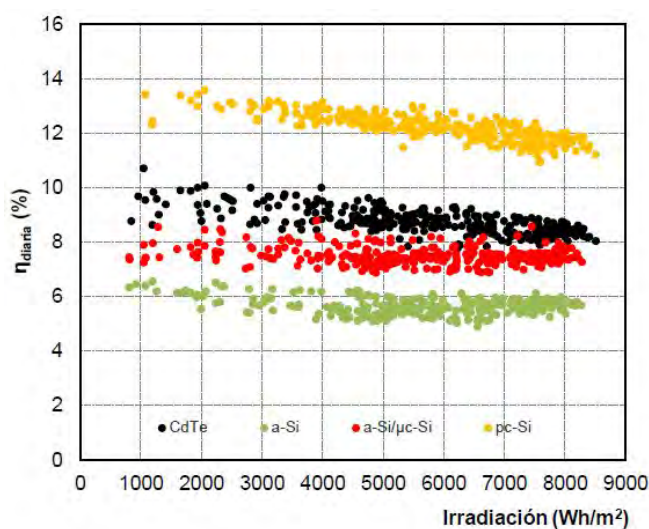


Figura 5.1: Eficiencia energética frente a irradiación

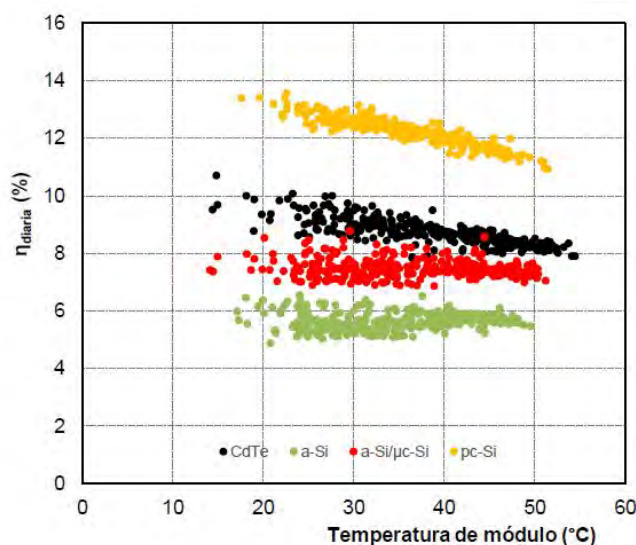


Figura 5.2: Eficiencia energética frente a temperatura de módulo

Los valores de yield medio diario mensual calculado para cada tecnología se representan en la Figura 5.3. Estos resultados muestran un mismo comportamiento estacional, destacando el módulo de a-Si que presenta valores más altos de este parámetro durante los meses de verano. En concreto para el mes de junio muestra un valor un 5,5 % mayor que el obtenido para el resto de las tecnologías. Sin embargo, en el mes de febrero este comportamiento cambia y el módulo de a-Si genera un 4 % menos de energía diaria que la tecnología pc-Si. Sharma et al.

(2013), muestran resultados similares comparando las tecnologías a-Si y pc-Si en India.

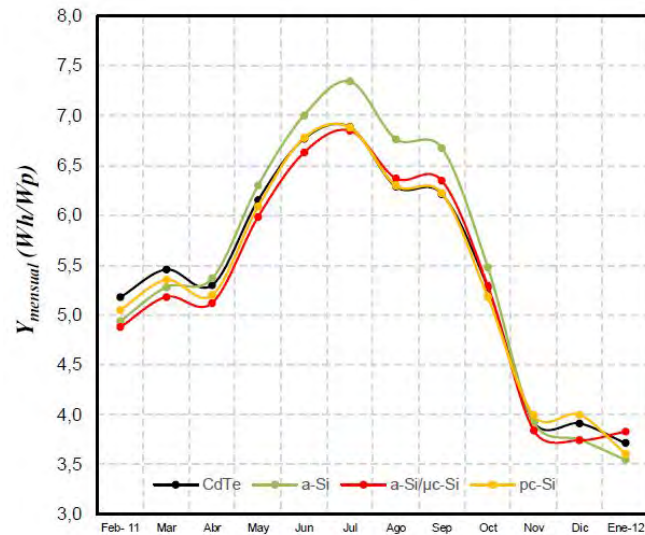


Figura 5.3: Yield promedio mensual de las diferentes tecnologías

Los valores medios diarios mensuales de performance ratio, PR , se representan en la Figura 5.4. Estos resultados presentan una tendencia muy similar al $Y_{mensual}$, (Figura 5.3). En los meses de primavera-verano, la tecnología de a-Si es la que mayor valor de PR presenta, mientras que en los meses de otoño e invierno el CdTe es el que muestra mejor comportamiento. En cuanto a los valores de PR para el pc-Si, presenta una tendencia más acorde con lo esperado, valores mayores en invierno, caracterizado por temperaturas suaves y días de lluvia, y valores inferiores en verano, cuando las condiciones de trabajo del módulo distan más de las condiciones ideales. Similar comportamiento muestra la tecnología a-Si/ μc -Si, solo que la diferencia entre los valores de PR entre los meses de invierno y verano muestra mayor variación que para el pc-Si.

Para apreciar mejor las variaciones de PR a lo largo del periodo de estudio se han estandarizado los valores al valor de PR calculado para el primer mes del periodo, febrero de 2011 (Figura 5.5). La tecnología a-Si presenta ganancias en PR más acusadas durante los meses de verano, tal y como indicaban los valores de potencia calculados en Capítulo 4, con un máximo de ganancia en el mes de marzo de 2011 y pérdidas para el mes de diciembre 2011. También se observa ganancia en PR para la tecnología a-Si/ μc -Si durante los meses de abril a junio 2011, mientras que para el resto de los meses existen pérdidas en PR con

5.3. Discusión de resultados

respecto al mes de inicio de campaña. El comportamiento mostrado por el resto de tecnologías estudiadas es el esperado. Durante los meses de verano las pérdidas en PR son superiores a las del invierno, obteniéndose un máximo de pérdidas durante el mes de agosto de 2011. Estas pérdidas se atribuyen principalmente a la temperatura de módulo, que es máxima durante dicho periodo.

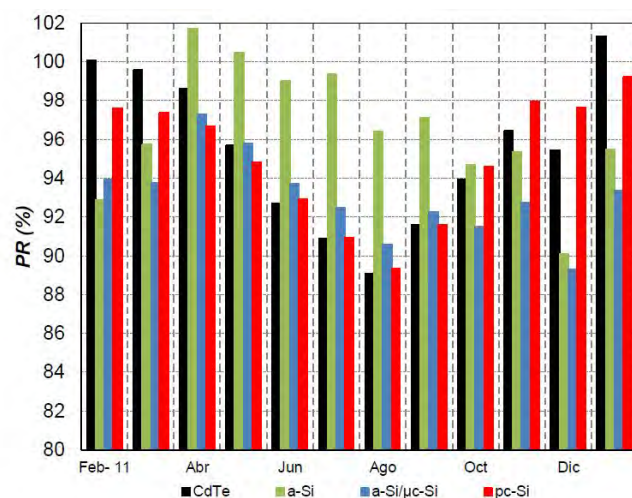


Figura 5.4: PR promedio mensual de las diferentes tecnologías

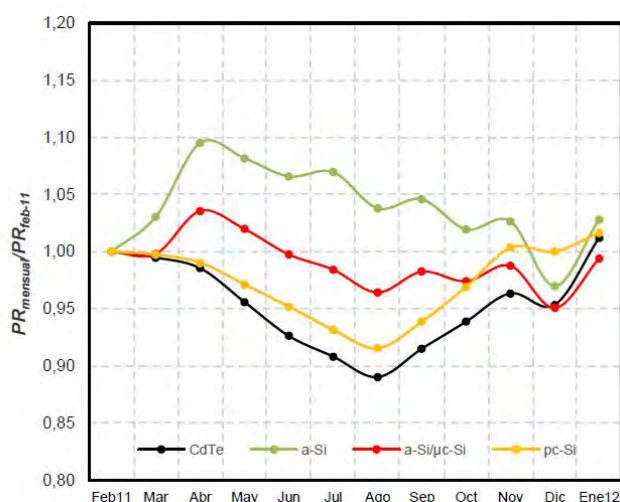


Figura 5.5: Valores de PR promedio mensual estandarizados

5.3. Discusión de resultados

Los resultados muestran que los valores de productividad media mensual calculados son muy similares en todos los módulos estudiados, aunque su comportamiento estacional presenta alguna diferencia.

La diferencia en su comportamiento estacional puede ser debida a la influencia de las variaciones del espectro solar incidente. Este efecto debe ser mayor en tecnologías de lámina delgada, que tienen rangos de respuestas espectrales más estrechas en longitud de onda. Algunos autores, Alonso-Abella et al. (2014), afirman que los módulos de las tecnologías a-Si y CdTe presentan ganancias espectrales que se reflejan en la ganancia en productividad para los meses de verano y pérdidas en los meses de invierno. Estos autores afirman que, cuanto mayor es el período de tiempo de integración, el impacto de la distribución del espectro en el Yield es menor, con independencia de la tecnología fotovoltaica que se considere.

Los resultados obtenidos para el PR son también consistentes con los publicados por otros autores (Sharma et al. (2013); Makrides et al. (2012)). Altos valores de PR a altas temperaturas han sido atribuidos al efecto annealing y a que el desplazamiento del espectro es más favorable durante los meses de verano (Phinikarides et al. (2015)). Este hecho presenta ventajas para la producción energética anual de estos sistemas, especialmente considerando que cuando se produce una mayor demanda energética en la mayoría de las ciudades es durante los meses de verano (Gottschalg et al. (2005)).

La tecnología a-Si/ μ c-Si es la que menor variabilidad mensual en PR presenta, siendo esta del 8 %, seguida de pc-Si, 9,8 %.

En la Tabla 5.1 se resumen los valores medios diarios anuales de los parámetros energéticos estudiados junto con su desviación estándar.

Los módulos de lámina delgada muestran valores de productividad media diaria anual muy similares con valores que oscilan entre los 5,3 y 5,5 Wh/Wp. Estas pequeñas diferencias pueden explicarse si se analizan los resultados de *PR* obtenidos. El *PR* indica las pérdidas energéticas de cada tecnología fotovoltaica. En general, estas pérdidas son debidas al ángulo de incidencia de los rayos solares, a la diferente respuesta espectral de los módulos fotovoltaicos de distintas tecnologías y a las pérdidas por la temperatura de trabajo de módulo. En valores

diarios y teniendo en cuenta el filtro aplicado a los datos, podemos asumir que las pérdidas debidas al ángulo de incidencia son pequeñas.

Tabla 5.1: Parámetros energéticos medios anuales (productividad, performance ratio y eficiencia energética) junto a la desviación estándar para las distintas tecnologías fotovoltaicas

Tecnologías FV	Y_{anual} (Wh/Wp)		PR (%)		η_{anual} (%)	
	Valor	STD	Valor	STD	Valor	STD
CdTe	5,4	1,1	95,4	3,9	8,8	0,4
a-Si	5,5	1,3	96,5	3,3	5,7	0,2
a-Si/ μ c-Si	5,3	1,1	93,1	2,1	7,2	0,2
pc-Si	5,4	1,1	95,1	3,2	12,2	0,4

Los resultados obtenidos muestran que los módulos de lámina delgada obtienen buenos resultados de conversión bajo las condiciones meteorológicas que han estado trabajando, a pesar de que estos hayan mostrado valores de eficiencia más bajos que el pc-Si. Esto se resolvería instalando un sistema fotovoltaico de mayor superficie. En la Figura 5.1 se observa que las tecnologías de lámina delgada muestran bastante dispersión en los valores de eficiencia diaria y esta se acentúa en días caracterizados por valores de irradiación baja. Las tecnologías de lámina delgada muestran una mayor sensibilidad a los cambios que se producen en el espectro de la radiación incidente. Por ejemplo, cuando la irradiación es 4000 Wh/m^2 , se observa mayor dispersión en los valores diarios de eficiencia de los módulos de lámina delgada que para el pc-Si. Estas diferencias son debidas a que un mismo valor de irradiación puede haberse medido en un día nublado de verano o en un día claro de invierno, donde las diferencias en la distribución espectral de la radiación incidente y de la temperatura ambiente son notables.

La influencia de la temperatura de módulo en la eficiencia diaria del mismo es diferente para cada tecnología. Para el módulo de a-Si la eficiencia diaria varía entre 4,9 y 6,5 % para los días estudiados, mientras que en el caso del pc-Si es mucho mayor, entre 10,9 y 13,7 %. En cuanto a las pérdidas diarias, la tecnología a-Si alcanza un valor promedio de 5,2 % mientras que el pc-Si es de 7,1 %. Las tecnologías CdTe y el tandem a-Si/ μ c-Si muestran valores medios diarios de pérdidas muy similares, próximas al 6 % (5,8 y 6,1 %, respectivamente).

Los resultados de eficiencia diaria obtenidos para todas las tecnologías presentan valores inferiores a los proporcionados por el fabricante, es normal ya que los valores calculados están referidos a condiciones ambientales distintas a las estándar. Comparando los valores de eficiencia diaria con los valores de eficiencia en condiciones estándar, Tabla 5.2, vemos como el valor promedio de eficiencia diaria para la tecnología de a-Si es un 9,3 % inferior a la suministrada por el fabricante. Esta reducción es de un 8,9 % para el pc-Si, un 15,2 % para el tandem a-Si/ μ c-Si y para el CdTe. En la literatura se encuentran valores de eficiencia para módulos de a-Si trabajando bajo condiciones de sol real un 10 % inferiores a la eficiencia bajo condiciones estándar (Kleiss et al. (1993)).

Tabla 5.2: Valores de la eficiencia de cada tecnología fotovoltaica proporcionada por el fabricante y eficiencia media diaria anual calculada para las mismas tecnologías trabajando bajo condiciones de sol real junto con la desviación estándar de esta última.

Tecnologías FV	$\eta_{STC,ref}$ (%)	η_{anual} (%)	STD (%)
CdTe	9,7	8,8	0,4
a-Si	6,3	5,7	0,2
a-Si/ μ c-Si	8,5	7,2	0,2
pc-Si	13,4	12,2	0,4

5.4. Conclusiones

Los módulos de lámina delgada presentan una productividad muy similar ($\approx 5,5$ Wh/Wp). La productividad ha sido ligeramente inferior para la tecnología a-Si/ μ c-Si, 5,3 Wh/Wp. Aunque los módulos presentan diferentes comportamientos a lo largo del año. Las tecnologías CdTe y pc-Si muestran mejores rendimientos durante los periodos invernales, con mayores valores de PR y menores pérdidas, mientras que las tecnologías a-Si y a-Si/ μ c-Si muestran valores de PR más altos en los meses de verano. En el mes de julio la tecnología a-Si produjo un 8,5 % más energía que el pc-Si. En este mes las pérdidas de este módulo fueron del 0,7 % mientras que las pérdidas para el pc-Si fueron del 9,1 %. En el mes de diciembre se invirtió, produciendo el pc-Si una cantidad de energía 7,7 % superior a la

producida por el a-Si. Estas diferencias pueden deberse a la dependencia de la tecnología de la temperatura de trabajo de módulo.

La eficiencia diaria de los módulos calculada, siempre es inferior a la proporcionada por el fabricante debido a que la temperatura de trabajo del módulo es superior a 25 °C la mayor parte del tiempo de operación de este. Para la tecnología a-Si la eficiencia disminuye un 9,3 %, un 8,9 % para el pc-Si, un 15,2 % para el a-Si/ μ c-Si y el CdTe, con respecto a los valores medidos en condiciones estándar. Se puede concluir que los módulos de lámina delgada presentan un buen rendimiento de conversión energética bajo condiciones de alta irradiancia en el Sur de España, principalmente debido a sus bajas pérdidas por temperatura diarias.

La eficiencia diaria de los módulos de lámina delgada presentan poca dependencia con la variación de irradiancia recibida y temperatura de trabajo de módulo, en comparación con el módulo de silicio policristalino. Sin embargo, todos los módulos presentan dependencia lineal de la eficiencia diaria del módulo con ambos parámetros, disminuyendo su eficiencia con el aumento de la temperatura de módulo y de la cantidad de irradiación recibida.

Los valores medios diarios de eficiencia anual calculados son, en cualquier caso, inferiores a los suministrados por el fabricante en condiciones estándar, pero muy próximos. Esa diferencia puede deberse simplemente a que las condiciones bajo las que se ha medido este parámetro son diferentes.

La productividad energética de todas las tecnologías presenta la misma tendencia estacional, generando mayor cantidad de energía en los meses de verano. Mientras que todos los módulos presentan valores de *Yield mensuales* muy similares, la tecnología de a-Si muestra productividades mayores a sus análogos durante los meses de primavera verano. En cuanto a los valores anuales, todas las tecnologías presentan la misma productividad excepto la de a-Si, que debido a su mayor productividad en el periodo estival implica un leve aumento de la productividad final.

Una tendencia parecida a la que presentan las tecnologías en cuanto a productividad es la que siguen en cuanto a *PR* mensual. Normalmente en los meses en los que la temperatura ambiente es más alta, y por consiguiente su temperatura de módulo, los valores de PR serán inferiores, presentando los módulos mayores pérdidas de producción por efecto de la temperatura. Esta es la tendencia

general, excepto para la tecnología de a-Si, cuyo comportamiento es contrario.

El PR anual promedio de cada módulo es distinto ya que depende en gran medida de las características constructivas de cada tecnología. Todos los valores de PR obtenidos son superiores al 90 % lo que quiere decir que las pérdidas en el módulo respecto a su funcionamiento en condiciones estándar son pequeñas.

Bibliografía

ALONSO-ABELLA, M., CHENLO, F., NOFUENTES, G. y TORRES-RAMÍREZ, M. Analysis of spectral effects on the energy yield of different PV (photovoltaic) technologies: The case of four specific sites. *Energy*, vol. 67, páginas 435 – 443, 2014.

GOTTSCHALG, R., DEL CUETO, J., BETTS, T. y INFELD, D. Seasonal performance of a-Si single- and multijunction modules in two locations. En *Photovoltaic Specialists Conference record of the Thirty-first IEEE*, páginas 1484–1487. 2005.

IEC 61724. *Photovoltaic system performance monitoring. Guidelines for measurement, data exchange and analysis.*, 1988.

KLEISS, G., RAICU, A. y BUCHER, K. Temperature-dependent influence of a-si:h cell degradation on the energy delivered under realistic reporting conditions. En *Proceedings of the 23rd IEEE photovoltaic specialists conference*, páginas 860 – 900. 1993.

MAKRIDES, G., ZINSSER, B., NORTON, M. y GEORGHIOU, G. E. *Performance of Photovoltaics Under Actual Operating Conditions. Third Generation Photovoltaic..* InTech, 2012.

MARION, B., ADELSTEIN, J. y BOYLE, K. Performance parameters for grid-connected photovoltaic systems. En *31st IEEE Photovoltaics Specialist Conference and Exhibition*, páginas 1 – 6. 2005.

MASSI PAVAN, A., MELLITC, A. y DE PIERIB, D. The effect of soiling on energy production for large-scale photovoltaic plants. *Solar Energy*, vol. 85, páginas 1128 – 1136, 2011.

BIBLIOGRAFÍA

- PHINIKARIDES, A., MAKRIDES, G., ZINSSER, B., SCHUBERT, M. y GEORGHIU, G. E. Analysis of photovoltaic system performance time series: Seasonality and performance loss. *Renewable Energy*, vol. 77, páginas 51 – 63, 2015.
- SHARMA, V., KUMAR, A., SASTRY, O. y CHANDEL, S. Performance assessment of different solar photovoltaic technologies under similar outdoor conditions. *Energy*, vol. 58, páginas 511 – 518, 2013.

Capítulo 6

Modelos de predicción energética propuestos

El objetivo de este capítulo es proponer modelos de predicción de energía generada por los módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologías. Se va a hacer primero un estudio de la influencia de las condiciones atmosféricas en el módulo. Se analiza posteriormente la validez del método de Osterwald para predecir la potencia instantánea en cualquier condición de irradiación y temperatura.

A partir de los resultados obtenidos y con el fin de proponer modelos útiles, se proponen modelos horarios y diarios para predecir la energía generada por los distintos módulos, analizando su validez y su aplicabilidad.

6.1. Introducción

Conocer la energía que una determinada instalación fotovoltaica va a generar a largo plazo sería de gran utilidad para los consumidores que pretendan realizar la instalación de un sistema solar fotovoltaico en una ubicación determinada. Sería una gran ventaja poder realizar un estudio previo a la compra de dicha instalación, que ayudara al cliente a cuantificar la energía por unidad de área generada por diferentes tecnologías fotovoltaicas y, basándose en los resultados obtenidos, poder seleccionar aquella que mejor se adapte a sus condiciones (económicas, espaciales, ubicación, etc) y que mayor rendimiento proporcione.

Son varios los problemas que plantea actualmente la predicción energética de sistemas fotovoltaicos. El primero, es que los diseñadores han de basarse en

parámetros eléctricos característicos proporcionados por el fabricante para poder cuantificar el rendimiento de una instalación, tales como la potencia pico instalada o los coeficientes de pérdida de potencia en función de la temperatura. Sin embargo, estos valores de referencia se alejan bastante de los que presentan instalaciones fotovoltaicas que se encuentran trabajando bajo condiciones de sol real, Skoplaki y Palyvos (2009). Por lo tanto, al usar dichos valores se introduce un determinado grado de incertidumbre en la predicción. Una alternativa que se ha propuesto y que se ha utilizado hasta el momento, ha sido trasladar los parámetros eléctricos medidos a condiciones estándar, estimando de esta forma la productividad de cualquier sistema fotovoltaico. El problema que se ha planteado al aplicar dichos métodos de predicción es la introducción de un determinado grado de incertidumbre en el resultado final en función del método aplicado en la traslación. Dicha incertidumbre no disminuirá utilizando métodos de predicción complejos, sino que en la ingeniería de sistemas fotovoltaicos se prefieren utilizar métodos predictivos caracterizados por su simpleza y precisión, Fuentes et al. (2007).

Al estimar la energía generada por el sistema fotovoltaico hay que tener en cuenta una serie de pérdidas que tienen lugar durante el proceso de transformación energética. La energía proporcionada por un generador fotovoltaico depende de los parámetros atmosféricos, de los parámetros eléctricos característicos del generador y de su orientación y ángulo de inclinación, Caamaño (1988).

Por último, los modelos predictivos requieren de una serie de parámetros de entrada que no siempre se encuentran disponibles, bien sean parámetros eléctricos característicos de la tecnología en cuestión o parámetros meteorológicos para una ubicación determinada.

Todos estos motivos hacen necesario el planteamiento de un modelo con capacidad para estimar la energía que un sistema fotovoltaico es capaz de generar en cualquier ubicación, siendo un modelo matemático sencillo que no depende de parámetros eléctricos característicos del módulo y que solo depende de características meteorológicas de un lugar determinado.

La determinación de la cantidad de energía generada por un sistema fotovoltaico ha sido ampliamente estudiada en la bibliografía como se ha explicado en el Capítulo 2 de esta tesis doctoral. Son variados los métodos utilizados para la determinación de la energía producida. La bibliografía describe desde modelos predictivos obtenidos a partir de simuladores que recrean las condiciones

requeridas de medida, pasando por modelos matemáticos simples que calculan la energía generada en función de varios parámetros de entrada, hasta otros modelos que requieren numerosos parámetros característicos como parámetros de entrada y métodos matemáticos complejos para su resolución. Además de estos métodos que estiman directamente valores de energía, existen otros que lo hacen de manera indirecta a través de la potencia. El modelo de Osterwald ocupa este caso.

El modelo de Osterwald, utilizado en el Capítulo 4 para la traslación de potencia medida a condiciones estándar, también se emplea en la literatura para en la predicción de potencia como método para la cuantificación energética de generadores fotovoltaicos. En esta sección se va a usar este método indirecto del cálculo de la energía como método de predicción a partir de los parámetros característicos proporcionados por el fabricante en la ficha técnica del módulo y se van a comparar con los valores de potencia registrados. Pero previamente se van a analizar las condiciones de operación de las diferentes tecnologías fotovoltaicas.

6.2. Influencia de las condiciones atmosféricas

Para conocer el comportamiento en potencia de las distintas tecnologías fotovoltaicas estudiadas en la presente tesis, se ha realizado un histograma de frecuencia de las mismas para identificar así que valores de potencia han sido registrados con mayor frecuencia por cada tecnología.

La P_M promedia generada por la tecnología CdTe bajo condiciones de sol real a lo largo del periodo de estudio ha sido de 33,77 W con una desviación estándar de $\pm 17,6$ W, Tabla 6.1. Las frecuencias más altas de potencia registradas, Figura 6.1 se han obtenido en el intervalo de potencias comprendido entre los 45 y 60 W, un 33,6 %.

Para la tecnología a-Si, la P_M promedia ha sido de 32,3 % con una desviación estándar de $\pm 15,1$ W. El máximo de frecuencias se encuentra en los intervalos 40-55 W, con una frecuencia relativa acumulada del 33,5 %, Figura 6.2.

La tecnología a-Si/ μ c-Si presenta una P_M promedia de 64,2 W, son una desviación estándar de $\pm 30,7$ W. En el histograma de frecuencias, Figura 6.3 se observa como la mayor cantidad de datos se ha registrado para los intervalos 15-30W y 100-150W. Valores de P_M intermedios presentan frecuencias bajas en

torno al 4 %.

La mayor P_M promedia obtenida ha sido para la tecnología pc-Si, 107,7 W con una desviación estándar de $\pm 46,0$ W. Valores de potencia inferiores a 120 W presentan frecuencias inferiores al 3 %, mientras que a partir de este valor las frecuencia de los datos registrados aumenta alcanzando un máximo del 5 % en 160-165 W, Figura 6.4.

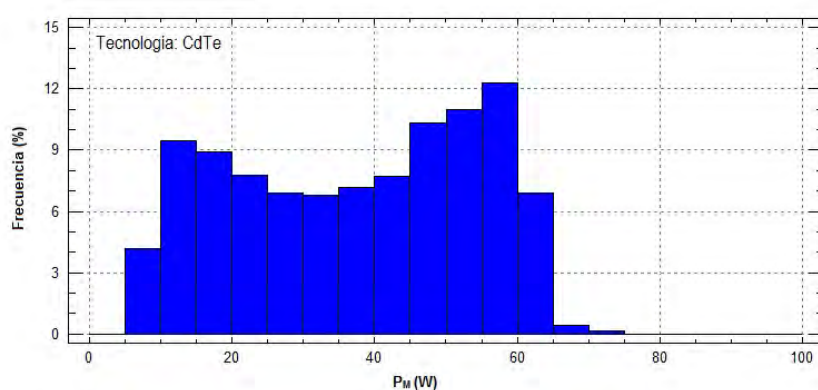


Figura 6.1: Histograma potencia CdTe

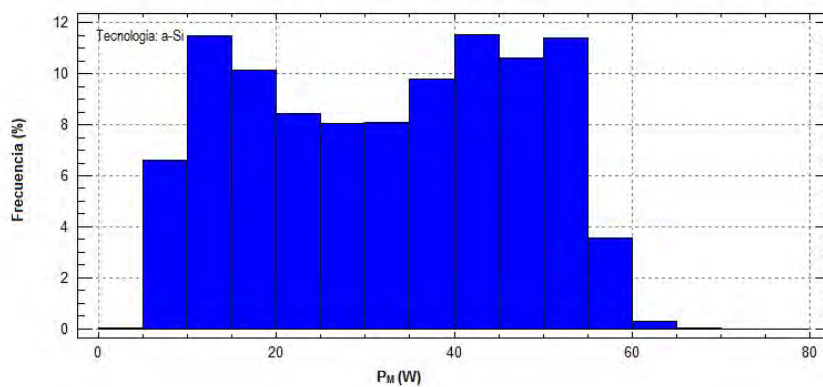


Figura 6.2: Histograma potencia a-Si

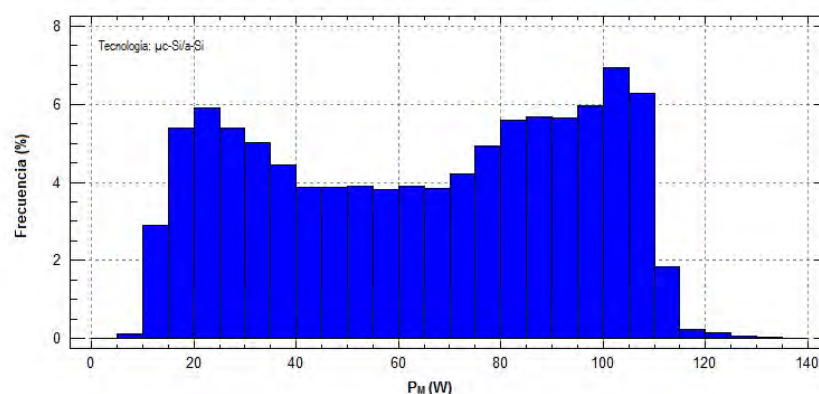
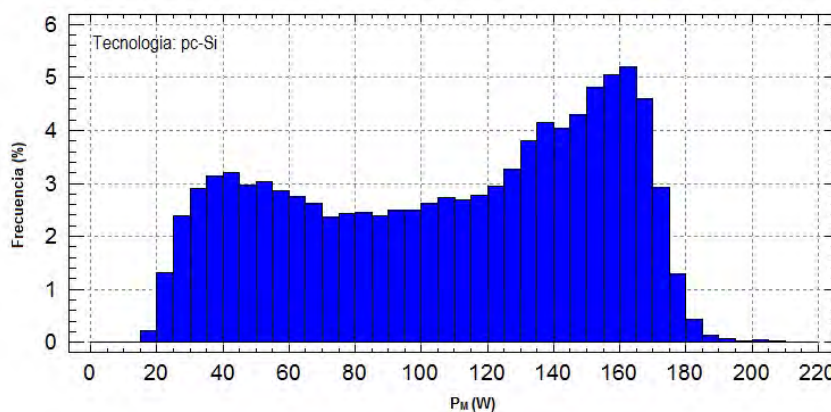
Figura 6.3: Histograma potencia a-Si/ $\mu\text{c-Si}$ 

Figura 6.4: Histograma potencia pc-Si

Tabla 6.1: P_M promedia, desviación estándar, STD, valores máximos y mínimos de P_M registrados

	Promedio (W)	STD (W)	Máximo (W)	Mínimo (W)
CdTe	37,33	17,06	76,58	4,89
a-Si	32,27	15,06	57,40	3,70
a-Si/ $\mu\text{c-Si}$	64,23	30,71	137,7	6,02
pc-Si	107,74	46,04	221,88	17,70

Una vez determinada la frecuencia con la que son registrados los valores de P_M para cada tecnología, es importante conocer su dependencia con la irradiancia

y con la temperatura de módulo. En la Figura 6.5 se muestra la dependencia de la potencia con la temperatura de módulo y la irradiancia para las diferentes tecnologías fotovoltaicas estudiadas.

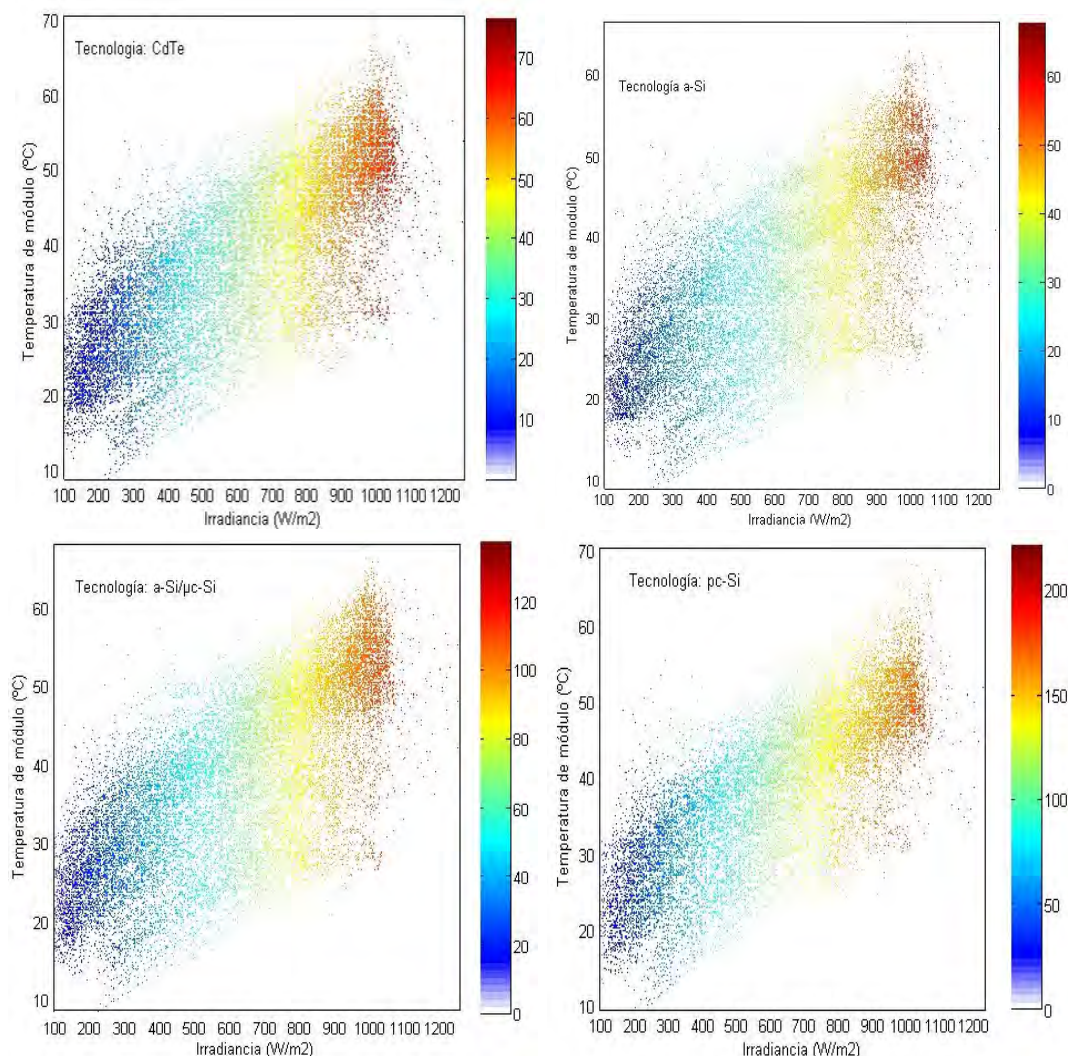


Figura 6.5: Dependencia de la potencia con la irradiancia y la temperatura de módulo para las distintas tecnologías estudiadas

En estas gráficas se observa como para todas las tecnologías, la potencia aumenta al aumentar la irradiancia y disminuye con la temperatura de módulo. La potencia aumenta por intervalos de irradiancia y a una irradiancia determinada, disminuye al aumentar la temperatura. Hecho que se observa claramente para los valores más altos de temperatura de módulo en un intervalo de irradiancia determinado. Este comportamiento es observado en todas las tecnologías excepto para el a-Si, en el que se observa como la potencia aumenta tanto por el aumento

de la irradiancia como por el aumento de la temperatura de módulo. Cómo se ha comentado anteriormente, este comportamiento es debido al efecto *annealing* y es el responsable de un aumento de la productividad de esta tecnología durante los meses de verano.

6.3. Aplicación del Método de Osterwald para la predicción de potencia generada

Una vez determinada y analizada la complejidad de predecir el valor instantáneo de la potencia generado por un módulo, vamos a verificar la validez del método de Osterwald para este fin. Este modelo es uno de los más utilizados en la bibliografía para predecir la potencia generada por un módulo en cualquier condición de trabajo. Según este método la potencia viene dada por la ecuación, 6.1, previamente utilizada en el Capítulo 4 de esta tesis.

$$P_M = P_M^{STC} \cdot \left(\frac{G}{G^{STC}} \right) \cdot [1 + \gamma(T_M - T_M^{STC})] \quad (6.1)$$

En la Figura 6.6 se representan los valores de potencia registrados frente a los calculados mediante la ecuación de Osterwald, Ec. 6.1, para las tecnologías estudiadas. Se puede observar una buena correlación entre ambas series para todos los módulos estudiados. Sin embargo, vamos a analizar otros parámetros estadísticos que nos den más información de la bondad de este modelo.

En concreto se ha calculado la potencia media de las series y el error relativo.

Para conocer el error existente entre la potencia calculada y la potencia medida, se ha calculado el parámetro estadístico del Error Relativo medio, que muestra el valor medio de la diferencia entre el valor calculado y el que predice el modelo y lo expresa en tanto por ciento, según la siguiente expresión:

$$ER = \frac{1}{N} \cdot \sum \left(\frac{|P_{M,medida} - P_{M,calculada}|}{P_{M,medida}} \right) \cdot 100 \quad (6.2)$$

6.3. Aplicación del Método de Osterwald para la predicción de potencia generada

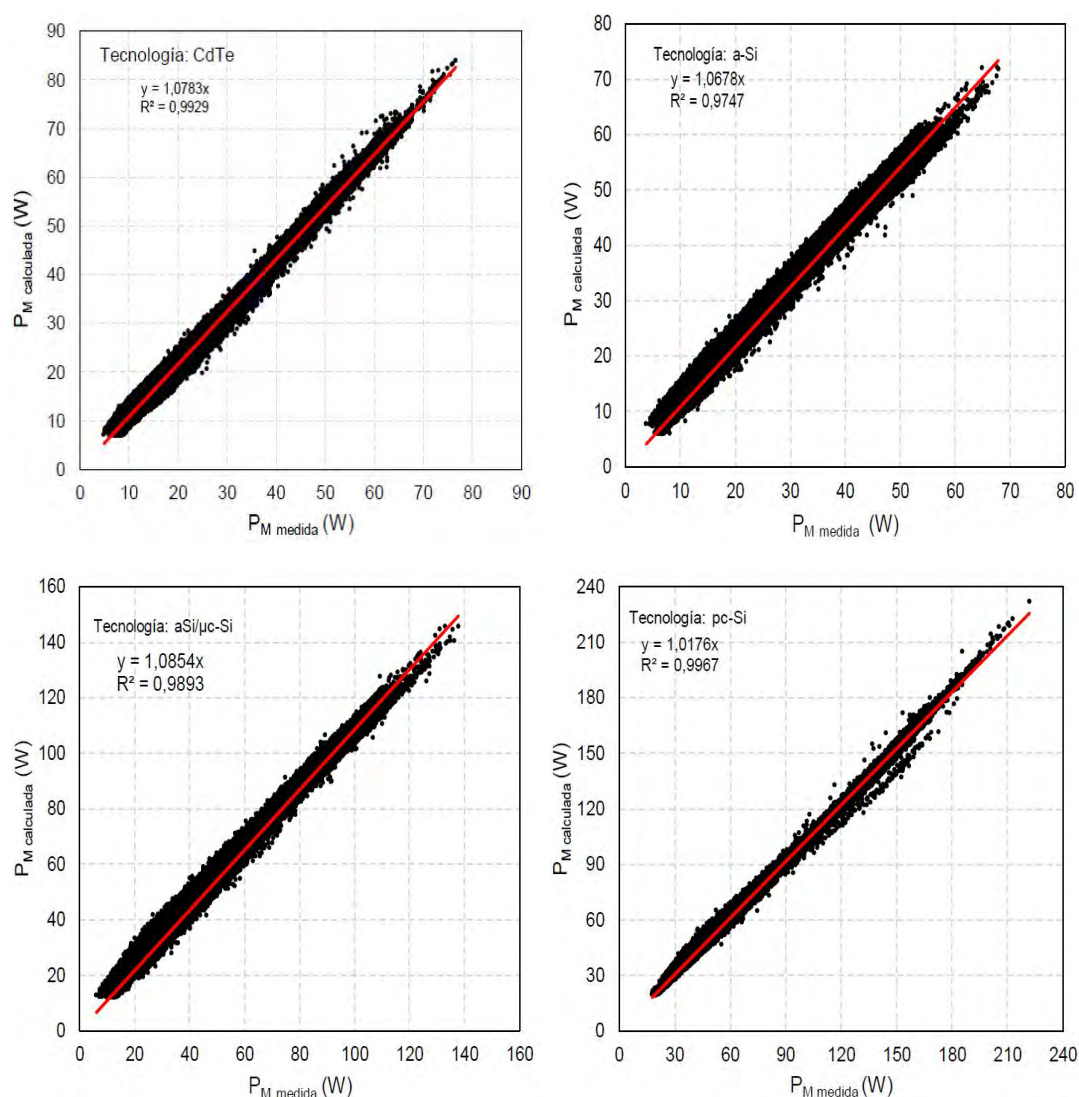


Figura 6.6: Representación de $P_{M,medida}$ frente a $P_{M,calculada}$ empleando el Método de Osterwald para las tecnologías a) CdTe, b) a-Si, c) a-Si/ μ c-Si y d) pc-Si

En la tabla 6.2 se representan los valores medios de la potencia y los errores relativos medios obtenidos. En cuanto al error medio los resultados muestran que la tecnología que presenta menor ER medio es el pc-Si, Tabla 6.2 mientras que para el resto de tecnologías de lámina delgada los ER calculados están en torno al 10 %. Que la tecnología pc-Si presente menor ER se debe a que es una tecnología cuya eficiencia depende principalmente de su temperatura de trabajo y las variaciones en la distribución espectral no parecen influenciar su potencia de salida, tal y como se ha comprobado en el estudio realizado en el Capítulo 3 de la evolución de la potencia mensual a lo largo del periodo de estudio. Sin embargo,

las tecnologías de lámina delgada sí se ven influenciadas o más influenciadas por las variaciones espectrales que el pc-Si, sobre todo la tecnología a-Si, cuya tendencia estacional ha sido estudiada en capítulos anteriores.

En cuanto a los valores medios de $P_{M,calculada}$, son más altos que los medidos, por lo que este método hace una predicción por exceso tal y como mostraban las ecuaciones de ajuste de las Figuras 6.6 a, b, c y d.

Tabla 6.2: Valor medio de la potencia medida y calculada y su error relativo medio

Tecnologías FV	$P_{M,medida}$ (W)	$P_{M,calculada}$ (W)	ER (%)
CdTe	37,33	40,26	9,35
a-Si	32,27	35,23	9,57
a-Si/ μ c-Si	64,23	70,42	11,77
pc-Si	107,74	109,97	3,45

A la vista de estos resultados, la utilización de la Ecuación de Osterwald, Ec. 6.1, utilizada para la predicción de la potencia proporcionada por los módulos fotovoltaicos plantea varios problemas. Por un lado supone que el rendimiento del módulo es constante e independiente de la irradiancia incidente y por otro lado, solo tiene en cuenta pérdidas por temperatura.

Para comprobar si los datos que hemos estado asumiendo como constantes, γ y P_M^{STC} , en realidad pueden asumirse como tales, aplicamos la ecuación de Osterwald pero en este caso como método de cálculo de los parámetros γ y P_M^{STC} a partir de los valores instantáneos registrados de P_M , G y T_M . Son necesarios realizar una serie de ajustes a la Ecuación 6.3 para poder alcanzar dicho objetivo, Ecuación 6.4.

$$P_M = P_M^{STC} \cdot \left(\frac{G}{G^{STC}} \right) + P_M^{STC} \cdot \left(\frac{G}{G^{STC}} \right) \cdot \gamma(T_M - T_M^{STC}) \quad (6.3)$$

la Ecuación 6.3 puede ser escrita de la siguiente forma:

$$y = Ax_1 + Bx_2 \quad (6.4)$$

donde:

6.3. Aplicación del Método de Osterwald para la predicción de potencia generada

$$A = P_M^{STC}$$

$$B = P_M^{STC} \cdot \gamma$$

$$x_1 = \frac{G}{G^{STC}} \text{ donde } G^{STC} = 1000 \text{ W/m}^2$$

$$x_2 = \frac{G}{G^{STC}} \cdot (T_M - T_M^{STC}) \text{ donde } T_M^{STC} = 25^\circ C$$

Realizado el ajuste no lineal los resultados obtenidos se recogen en la Tabla 6.3. Todos los ajustes realizados presentan valores de correlación del 99 %, lo cual indica que los datos se ajustan bien al modelo propuesto. En cuanto a los valores de γ , para las tecnologías de lámina delgada a-Si y a-Si/ μ c-Si se han obtenido valores del coeficiente positivos. Sin embargo, para la tecnología CdTe se ha obtenido un γ idéntico al proporcionado por el fabricante y en el caso de la tecnología pc-Si, el ajuste ha proporcionado un γ ligeramente inferior al proporcionado por el fabricante.

Tabla 6.3: Valores de P_M^{STC} y γ calculados para el periodo de estudio febrero 2011 a enero 2012 y proporcionados por el fabricante

	P_M^{STC} (W)	γ_{exp} ($^\circ C^{-1}$)	R^2 (%)	$P_{M,fab}^{STC}$ (W)	γ ($^\circ C^{-1}$)
CdTe	64,88	-0,0025	99,7	70	-0,0025
a-Si	51,91	0,0016	99,1	60	-0,0023
a-Si/ μ c-Si	105,63	0,0002	99,4	121	-0,0024
pc-Si	189,65	-0,0042	99,7	195	-0,0046

El valor de γ obtenido para la tecnología a-Si es de $0,0016 \text{ }^\circ C^{-1}$. Un valor positivo del coeficiente de variación de potencia con la temperatura es posible para esta tecnología, tal como indica Makrides et al. (2012). Este valor está de acuerdo con el comportamiento anual de la potencia en condiciones estándar analizado anteriormente y que mostraba ganancia de potencia durante los meses de abril a octubre de 2011, mientras que las pérdidas durante los meses de otoño e invierno no han superado dicha ganancia. El área bajo la curva de ganancia es superior a la que encierra la parte de pérdidas.

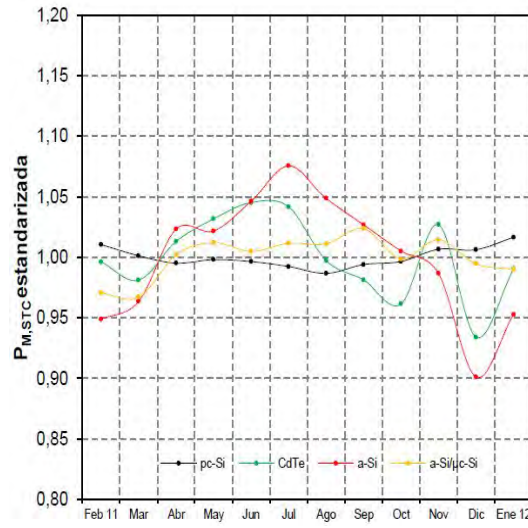


Figura 6.7: P_M^{STC} estandarizada con respecto al valor de P_M^{STC} correspondiente al mes de inicio de la campaña de medidas.

La tecnología de a-Si/ μ c-Si también muestra un valor de γ positivo, pero es de un orden inferior al resto de coeficientes calculados (Tabla 6.3), $0,0002\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$. Volviendo a la Figura 6.7, durante los meses de verano se produce ganancia en potencia para este módulo en los meses de abril a julio de 2011, pero es mucho menor que la ganancia que se produce para la tecnología a-Si. Es por esto que las pérdidas que se generan el resto de meses se compensan con la ganancia en potencia producida en estos meses, resultando un coeficiente de pérdidas de potencia en función de la temperatura positivo pero pequeño. En cuanto a los valores de potencia en condiciones estándar obtenidos con este ajuste, todas las tecnologías muestran valores inferiores al que se especifica en la ficha técnica de cada módulo. El error en la predicción de P_M^{STC} aplicando el método de Osterwald depende de la tecnología. Mientras que para el pc-Si el error relativo, con respecto al valor proporcionado por el fabricante, es del 2,7 %, para las tecnologías de lámina delgada este error es superior siendo el a-Si el que mayor error relativo presenta, siendo este del 13,5 %. El error del método en la predicción de estos parámetros disminuye en función de la tecnología según el siguiente orden: a-Si > μ c-Si > CdTe.

Si comparamos los valores de P_M^{STC} obtenidos a partir de la Ecuación 6.4 con los valores de P_M^{STC} calculados en el Capítulo 4 aplicando el método de Osterwald, se observa como para las tecnologías CdTe y pc-Si los valores son prácticamente iguales (Tabla 6.4)). Para el caso de las tecnologías a-Si y a-Si/ μ c-Si los valores

presentan diferencias de 4 W y 7 W respectivamente. En ambos casos se ha aplicado el mismo método y la diferencia radica en los datos utilizados para el cálculo. La P_M^{STC} calculada con el método de Osterwald para caracterizar la potencia en condiciones estándar de estos módulos se hizo a partir de datos registrados, pertenecientes a días totalmente claros y aplicando el parámetro γ de la ficha técnica del módulo. El valor de P_M^{STC} calculado en este apartado ha incluido datos registrados bajo condiciones de cielo claras y cielos total o parcialmente cubiertos. Estos resultados evidencian la influencia del espectro en la generación de potencia de los módulos de lámina delgada que contienen a-Si.

La aplicación de este método de predicción energética requiere el uso de parámetros que hemos de suponer constantes o asumir como verdaderos, demostrándose que se está cometiendo un error a la hora de realizar los cálculos.

Por lo tanto, se considera de importancia el desarrollo un modelo de predicción energética que no requiera como parámetros de entrada ni la P_M^{STC} ni γ , evitando así la incertidumbre que estos introducirán en la predicción. Este modelo ha de ser sencillo a la hora de resolverlo, ya que el objetivo del mismo es poder hacer una estimación de la producción energética para distintas tecnologías fotovoltaicas de manera rápida y accesible. Por último, la predicción proporcionada por el mismo ha de ser significativa, es decir, que tiene que predecir en términos que puedan interpretarse, por lo que se considera la base horaria como la más adecuada a este efecto.

Tabla 6.4: Comparación de valores de P_M^{STC} calculados con el Método de Osterwald a partir de datos registrados bajo condiciones de cielo claras, $k_t \geq 0,6$, y bajo condiciones de cielo que varían desde cielos totalmente despejados a totalmente nublados, $0 \leq k_t \leq 1$.

	P_M^{STC} (W) ($k_t \geq 0,6$)	P_M^{STC} (W) ($0 \leq k_t \leq 1$)
CdTe	64,70	64,88
a-Si	56,20	51,91
a-Si/ μ c-Si	113,10	105,63
pc-Si	188,90	189,65

6.4. Modelo horario de predicción energética 1

6.4.1. Introducción

Para la predicción de energía horaria generada por unidad de área se propone un modelo de regresión no lineal que proporciona la energía en función de la irradiación horaria, $H_{horaria}$, y de la temperatura de trabajo de módulo horaria, T_M .

Los datos horarios han sido calculados a partir de los datos instantáneos aplicando la regla de los trapecios. La regla de los trapecios es una aproximación a una integral definida utilizando n trapecios. La integral definida representa el área de una región delimitada por la gráfica $f(x)$ y el eje x entre los límites $x=a$ y $x=b$. Suponiendo que en una hora, desde t_0 a t_n , tenemos n registros del parámetro meteorológico M , el valor del $M_{horario}$ se obtendría:

$$M_{horario} = \int_{x=a}^{x=b} f(x)dx \approx \sum_{i=1}^n (t_i - t_{i-1}) \cdot \frac{M_i + M_{i-1}}{2} \quad (6.5)$$

El ajuste de regresión no lineal se realiza utilizando el 30 % de los valores que conforman la base de datos horarios. Así con el 70 % de muestras restantes se realizará la comprobación del modelo. El 30 % de los datos utilizados para calcular los parámetros de ajuste han sido seleccionados al azar para que el resultado final no se vea influenciado por ninguna de las variables. Además se han realizado distintos subgrupos de datos elegidos al azar para determinar los parámetros empíricos de ajuste, obteniendo para todos los casos resultados muy similares. De esta forma la predicción del modelo será independiente de las condiciones meteorológicas características de los datos que estemos utilizando como valores de entrada del modelo. Una vez obtenidos los parámetros de ajuste, se procede a la evaluación del modelo de regresión ajustado utilizando el coeficiente de correlación R^2 . Cuanto más próximo a 1 sea dicho parámetro, mayor fidelidad presentarán los datos predichos por el modelo con respecto a los valores registrados.

A continuación se procede a la validación del modelo utilizando como parámetros de entrada el 70 % de datos restantes. La validación del modelo para la predicción se realiza mediante el análisis de los parámetros estadísticos MAE y el MAPE, ambos indicadores del error cometido en los valores predichos por el

modelo con respecto a los valores registrados, tanto en términos absolutos como en términos relativos.

Teniendo en cuenta la problemática que rodea a los modelos de predicción explicada en el apartado anterior, se plantea un modelo horario de predicción energética sencillo que permita cuantificar la energía por unidad de área que pueden generar sistemas fotovoltaicos de diferentes tecnologías, específicamente para las tecnologías CdTe, a-Si, a-Si/ μ c-Si y pc-Si, en función de parámetros disponibles en cualquier instalación fotovoltaica o base de datos de cualquier región, como son la irradiación diaria recibida en el plano de módulo, H_{diaria} (Wh/m²) y la temperatura de módulo, T_M (°C).

$$\left(\frac{E_{horaria}}{A}\right) = H_{horaria} \cdot [a + b(T_M - T_{STC}^M)] \quad (6.6)$$

Los parámetros a y b son parámetros que se determinan de forma empírica a partir del ajuste de regresión no lineal de los datos experimentales.

6.4.2. Resultados obtenidos y discusión

Los resultados obtenidos al aplicar el ajuste de regresión no lineal para calcular los parámetros de ajuste del modelo horario propuesto de predicción energética en función de la irradiancia horaria y de la temperatura de módulo para cada una de las tecnologías fotovoltaicas, quedan recogidos en la Tabla 6.5. Cada parámetro de ajuste calculado se muestra junto con su intervalo de confianza para un nivel de confianza del 95 %. Los parámetros de ajuste de los distintos modelos son significativos para todas las tecnologías, excepto en el caso de la tecnología a-Si. En este caso en particular como el intervalo de confianza contiene el valor 0, implica que el parámetro de ajuste, b , no es significativo en el modelo predictivo y por tanto podría ser eliminado, simplificando así el modelo. Además esto sería indicativo de que la energía generada por un sistema fotovoltaico de tecnología a-Si es prácticamente independiente de la temperatura de módulo, coincidiendo con los resultados obtenidos en el Capítulo 4 en los que la eficiencia energética de esta tecnología era prácticamente independiente de la temperatura de módulo (Fig. 4.2.2). Para el resto de tecnologías ambos parámetros son significativos.

Tabla 6.5: Valores de los parámetros de ajuste a y b del modelo horario de predicción energética para un intervalo de confianza, IC, del 95 %

Tecnologías	CdTe	a-Si	a-Si/ μ c-Si	pc-Si
a	0,904	0,055	0,074	0,130
IC 95 %	[0,090; 0,0909]	[0,0546; 0,0552]	[0,0738; 0,0745]	[0,1293; 0,1302]
b	$-2,40 \cdot 10^{-4}$	$-1,02 \cdot 10^{-4}$	$-2,71 \cdot 10^{-5}$	$-5,349 \cdot 10^{-4}$
IC 95 %	$[-2,615 \cdot 10^{-4}; -2,201 \cdot 10^{-4}]$	$[-2,01 \cdot 10^{-5}; 4,35 \cdot 10^{-5}]$	$[8,71 \cdot 10^{-5}; 1,16 \cdot 10^{-4}]$	$[-5,555 \cdot 10^{-4}; -5,147 \cdot 10^{-4}]$
R ²	99,2	99,1	99,3	99,6

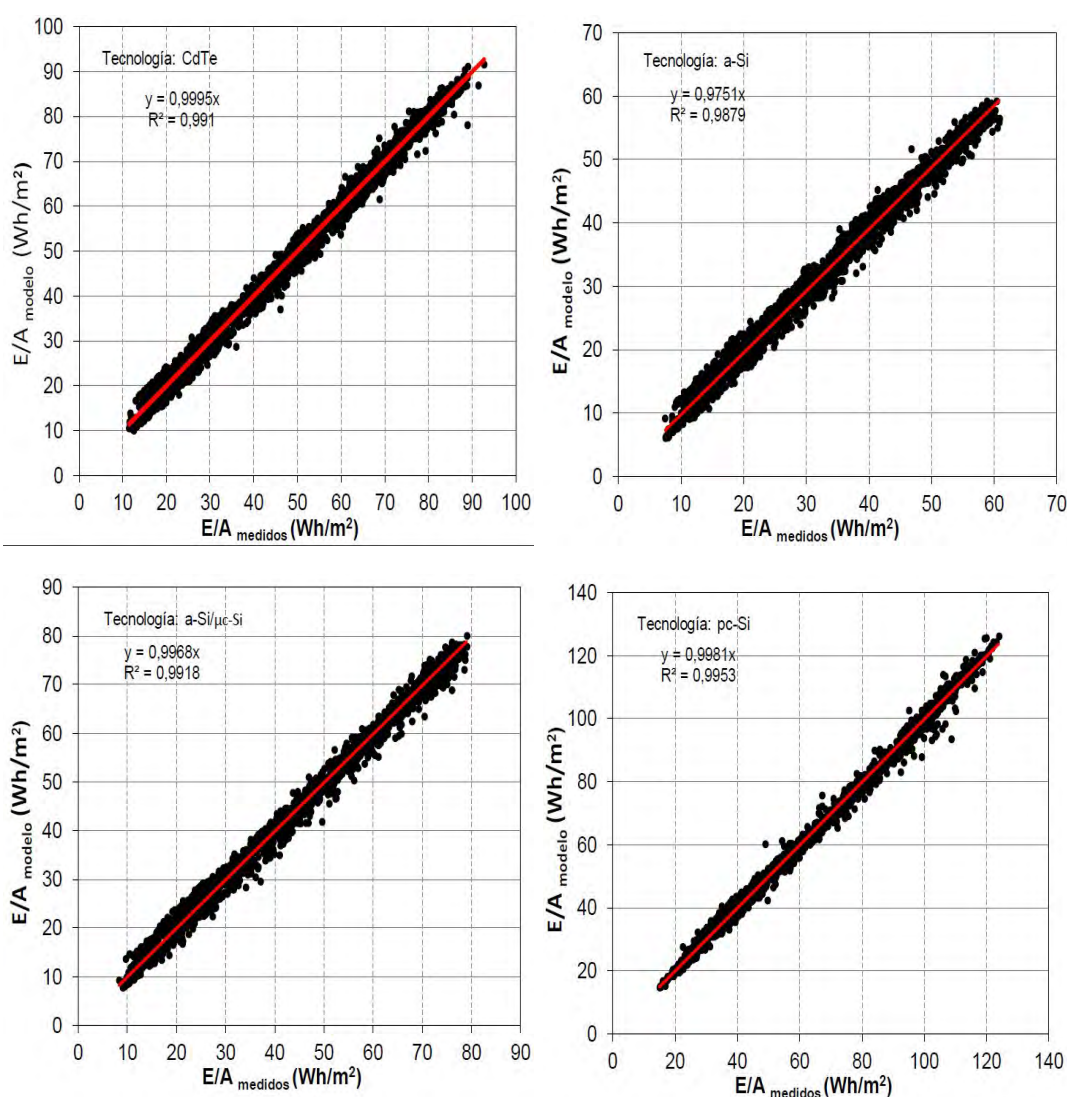


Figura 6.8: Representación de E/A_{medida} frente a $E/A_{calculada}$ aplicando el método horario de predicción energética propuesto para las tecnologías a) CdTe, b) a-Si, c) a-Si/ μ c-Si y d) pc-Si

Para la tecnología pc-Si el ajuste presenta la correlación más alta, siendo esta del 99,6 %, mientras que para el resto de tecnologías de lámina delgada los ajustes presentan valores de correlación algo inferiores, siendo del 99,3 % para el a-Si/ μ c-Si, del 99,2 % para el CdTe y la tecnología que presenta una menor correlación es el a-Si, con un 99,1 %. Todas las tecnologías presentan altos valores del factor de correlación, lo cuál indica que el modelo de predicción propuesto se ajusta bien a los datos registrados.

A partir de los valores de los parámetros empíricos calculados, se comprueba el modelo con el 70 % de los datos restantes y el resultado se muestra en las siguientes gráficas, Figura 6.8a, b, c y d. En todos los casos los factores de correlación de los valores de $E/A_{calculada}$ frente a E/A_{medida} son superiores a 99 %, excepto en el caso del a-Si tal y como ocurría en el ajuste para el cálculo de los parámetros empíricos del modelo.

El modelo propuesto predice los valores horarios con precisión ya que las ecuaciones de ajuste de los datos representados frente a los predichos son prácticamente iguales, siendo la pendiente de la recta la unidad a excepción del panel de a-Si.

Para comprobar la validez del modelo se han calculado los parámetros empíricos de desviación estandar, SD, y los errores MAE (Mean Absolute Error) y MAPE (Mean Absolute Proporcional Error) y quedan recogidos en la Tabla 6.6. En general, todas las tecnologías muestran desviaciones estándar bajas y muy similares. La tecnología a-Si es la que presenta un valor mayor de desviación estándar de la $E/A_{calculada}$ con respecto a la E/A_{medida} siendo esta de 2,1 Wh/m². La tecnología de a-Si también presenta un valor de DS alto, aunque algo inferior a la tecnología a-Si, siendo esta de 1,9 Wh/m². El resto de tecnologías muestran valores de desviación estándar de 1,5 Wh/m².

En cuanto al error cometido en la estimación de E/A_{medida} cabe destacar que en MAE todas las tecnologías presentan errores inferiores a los 2 Wh/m². El MAE máximo calculado es para el modelo de estimación de energía por unidad de área del CdTe, mientras que el menor MAE es para las tecnologías de a-Si/ μ c-Si. Cuando pasamos el error a términos relativos, en la predicción de $E/A_{calculada}$ con el modelo horario propuesto para la tecnología de a-Si es del 5,2 %, seguido por el modelo de predicción energética propuesto para la tecnología CdTe con un MAPE del 4,4 %, seguido por un MAPE del 4,1 % para la predicción de la tecnología a-Si/ μ c-Si y por último, el que menor MAPE presenta es la tecnología

pc-Si, con un 2,6 %.

Tabla 6.6: Parámetros estadísticos MAE, MAPE Y STD calculados para la validación del modelo de predicción horaria.

	MAE (Wh/m ²)	MAPE (%)	STD (Wh/m ²)
CdTe	1,6	4,4	2,0
a-Si	1,5	5,2	1,7
a-Si/ μ c-Si	1,3	4,1	1,7
pc-Si	1,5	2,6	2,0

Para encontrar el significado físico de los parámetros del ajuste, podemos comparar la Ecuación 6.8 con la propuesta por Osterwald, que calcula la potencia de un módulo fotovoltaico en función de la irradiancia recibida y la temperatura del módulo, Ecuación 6.7. La Ecuación de Osterwald:

$$P_M = P_M^{STC} \cdot \left(\frac{G}{G^{STC}} \right) \cdot [1 + \gamma(T_M - T_M^{STC})] \quad (6.7)$$

y la ecuación del modelo de predicción horaria:

$$\left(\frac{E_{horaria}}{A} \right) = H_{horaria} \cdot [a + b(T_M - T_M^{STC})] \quad (6.8)$$

igualando ambas ecuaciones se deduce que:

$$\frac{P_M^{STC}}{1000} = A \cdot a \quad (6.9)$$

y por tanto:

$$a = \frac{P_M^{STC}}{1000} \cdot A = \eta_{STC} \quad (6.10)$$

De la misma forma, el parámetro b está relacionado con el coeficiente de variación de la potencia con la temperatura, γ mediante la expresión:

$$b = \frac{P_M^{STC}}{1000 \cdot A} \cdot \gamma = \eta_{STC} \cdot \gamma = a \cdot \gamma \quad (6.11)$$

De forma que podemos calcular qué valor de estos parámetros se predice con el modelo propuesto. Como se muestra en la Tabla 6.7, el modelo proporciona valores de rendimiento bastante cercanos a los valores de la ficha técnica de cada uno de los módulos. Sin embargo, hay fuertes discrepancias entre los valores de γ calculados y los proporcionados por el fabricante para las tecnologías a-Si y a-Si/ μ c-Si. Para el a-Si el valor parámetro γ obtenido es de 0,185 $\%/^{\circ}C$ frente a - 0,23 $\%/^{\circ}C$ calculado por el fabricante. En el caso del a-Si/ μ c-Si, el valor de γ obtenido es negativo, lo cuál indica que hay pérdida de potencia con el aumento de la temperatura pero es de un orden inferior al resto de valores calculados para γ . Tanto para la tecnología CdTe como para pc-Si el parámetro γ calculado es más próximo al proporcionado por el fabricante.

Tabla 6.7: Valores de eficiencia y γ obtenidos por el modelo y proporcionados por el fabricante.

	a (%)	η_{STC} (%)	$\gamma_{calculada}$ ($\%/^{\circ}C$)	γ ($\%/^{\circ}C$)
CdTe	9,04	9,70	- 0,265	- 0,25
a-Si	5,49	6,30	0,185	- 0,23
a-Si/ μ c-Si	7,40	8,10	-0,037	- 0,24
pc-Si	13,00	13,40	- 0,411	- 0,46

A partir del modelo se han calculado los γ en condiciones estándar que presentan los módulos objeto de estudio. La tecnología de pc-Si y la tecnología de lámina delgada CdTe, presentan valores de pérdida de potencia con la temperatura de módulo. Como se ha visto anteriormente con el modelo de Osterwald, el a-Si muestra un valor positivo de este parámetro. En cuanto a la tecnología a-Si/ μ c-Si muestra un γ negativo pero más pequeño que el resto de tecnologías.

6.5. Modelo horario de predicción energética 2

6.5.1. Introducción

A partir del análisis de los resultados anteriores, todo parece indicar que en la predicción de la potencia, deben existir otros factores que no se tienen en cuenta en métodos simples que solo consideran la influencia de la irradiancia y la

temperatura del módulo. Además, todo parece indicar que este factor ha de ser significativo en los módulos de lámina delgada.

En estudios anteriores Moreno-Sáez (2014) realizados en nuestro grupo de investigación, se ha comprobado la dependencia del Performance Ratio (PR) de módulos de lámina delgada de distintas tecnologías con la distribución espectral de la radiación solar incidente. Es decir, si sólo se utilizan como variables independientes los valores de temperatura de módulo e irradiancia, la determinación del PR no es muy exacta para la mayoría de las situaciones climáticas analizadas por los autores del estudio. Como los valores de distribución espectral de la radiación solar no suelen estar disponibles en la mayoría de los casos, en ese estudio se analizan y determinan qué variables pueden ser válidas para recoger para explicar el comportamiento del espectro de la radiación solar incidente sobre los módulos. De entre las variables que se han analizado, se comprueba que el índice de transparencia atmosférico, k_t , y el valor de la energía media del fotón, APE son dos variables significativas para explicar los valores de la distribución del espectro solar. El valor de APE , según se propone en Sáez et al. (2013), depende, a su vez, de varios parámetros climáticos: irradiancia, temperatura de módulo y humedad relativa. A partir de los valores de estos parámetros, los autores proponen una metodología para estimar los valores de APE y de distribución espectral de la radiación solar. Una vez caracterizados estos parámetros, en un trabajo posterior Moreno-Sáez y Mora-López (2014), se ha comprobado que los módulos de distintas tecnologías fotovoltaicas de lámina delgada estudiadas (a-Si, CdTe y a-Si/ μ c-Si) mostraban diferentes comportamientos de PR en función del índice de transparencia y de la temperatura de módulo, pero se observó un patrón repetitivo en todas ellas. Así, para temperaturas de módulo bajas e índices de claridad bajos ($k_t \leq 0,5$), todas las tecnologías mostraban valores de PR altos; este hecho se explica por la relación entre la distribución del espectro solar para índices de claridad bajos y la respuesta espectral de estos módulos. Esta relación observada permite afirmar que existe una dependencia entre dichos parámetros y el performance ratio.

La propuesta que hacemos en este trabajo es analizar si esta dependencia del performance ratio con el índice de transparencia observado en valores instantáneos, puede ser extensible a los valores horarios y, por tanto, a la predicción energética horaria por unidad de área. Así, se propone un nuevo modelo de ajuste lineal, dependiente de tres parámetros, irradiación global horaria, $H_{horaria}$,

temperatura horaria de módulo, T_M , y del índice de transparencia horario, k_t .

Se propone un modelo de ajuste cuya expresión es:

$$\frac{E}{A} = a \cdot H_{horaria} + b \cdot H_{horaria} \cdot k_t + c \cdot H_{horaria} \cdot k_t \cdot (T_M - T_M^{STC}) \quad (6.12)$$

La metodología aplicada a la hora de calcular los parámetros empíricos del modelo es la misma que se ha seguido en el caso anterior, con el 30 % de los datos se calculan realiza el ajuste no lineal y con el 70 % de los datos restantes se comprueba la validez del modelo. Al igual que en el Modelo 1, para la determinación de los parámetros empíricos del modelo se han seleccionado distintos subgrupos obteniéndose resultados similares en todos los casos.

6.5.2. Resultados obtenidos y discusión

Los parámetros de ajuste obtenidos tras el ajuste del modelo propuesto a cada tecnología se recogen en la Tabla 6.8. Al tratarse de un ajuste de regresión lineal múltiple, el parámetro estadístico que indica si los parámetros de ajuste son significativos es el p-valor, a un nivel de significación del 95 %. Los resultados del ajuste muestran que el modelo de predicción propuesto presenta un factor de correlación del 99,9 % para todas las tecnologías a excepción del a-Si que presenta un valor de R^2 del 99,1 %. En todo los casos, el factor de correlación indica que el modelo se ajusta con precisión a los valores registrados. El p-valor indica que todos los parámetros de ajuste son significativos con un nivel de significación del 95 % a excepción del parámetro b correspondiente al ajuste de la tecnología pc-Si cuyo p-valor es 0,0829 que es mayor que a 0,05, lo que indica que este parámetro de ajuste no es significativo y por lo tanto va a ser eliminado del modelo. En las Figuras 6.9 a, b, c y d se representan los valores de E/A calculados mediante el modelo propuesto frente a los valores registrados. Para todas las tecnologías el modelo predice valores muy próximos a los valores de potencia medidos. En todos los casos el modelo sobreestima la energía horaria por unidad de área calculada, pero en el peor de los casos esa sobreestimación es inferior al 0,5 % y es para la tecnología a-Si/ μ c-Si.

Tabla 6.8: Valores de los parámetros de ajuste a , b y c del modelo horario de predicción energética para un nivel de significación del 95 %

Tecnologías	CdTe	a-Si	a-Si/ μ c-Si	pc-Si
a	0,097	0,0564	0,0789	0,130
p-valor	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
b	$-1,22 \cdot 10^{-2}$	$-2,37 \cdot 10^{-3}$	$-6,77 \cdot 10^{-3}$	$-9,21 \cdot 10^{-4}$
p-valor	0,0000	0,0000	0,0008	0,0829
c	$-2,14 \cdot 10^{-4}$	$1,69 \cdot 10^{-4}$	$1,93 \cdot 10^{-5}$	$-6,77 \cdot 10^{-4}$
p-valor	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
R ²	99,9	99,1	99,9	99,9

En la Tabla 6.9, se presentan los valores obtenidos de MAE, MAPE Y STD. Estos resultados muestran que la desviación estándar es próxima a 2 Wh/m² para todas las tecnologías. En términos relativos el error calculado, MAPE, indica que el modelo predice con un error del 3,7 % para la tecnología a-Si/ μ c-Si. Para las tecnologías CdTe el MAPE es de 4,1 % y para la tecnología a-Si el MAPE cometido en la predicción de la energía por unidad de área es del 4,6 %. El menor MAPE obtenido ha sido para la tecnología pc-Si para la que el modelo propuesto predice con un menor valor de MAPE, siendo este del 2,5 %.

Tabla 6.9: Parámetros estadísticos MAE, MAPE Y STD calculados para la validación del modelo de predicción horaria.

	MAE (Wh/m ²)	MAPE (%)	STD (Wh/m ²)
CdTe	1,5	4,1	1,9
a-Si	1,2	4,6	1,6
a-Si/ μ c-Si	1,2	3,7	1,6
pc-Si	1,4	2,5	1,9

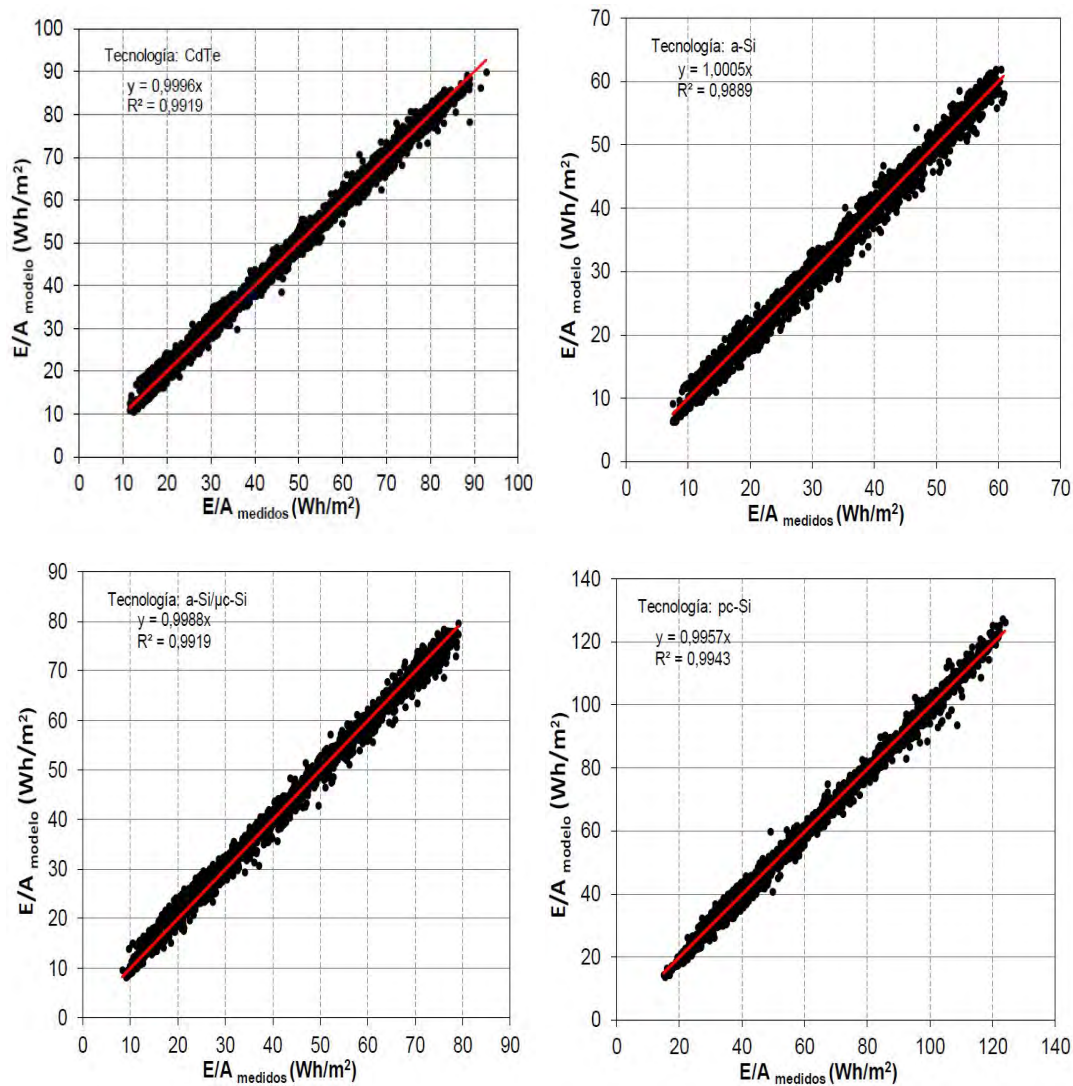


Figura 6.9: Representación de E/A_{medida} frente a $E/A_{calculada}$ aplicando el método horario de predicción energética propuesto para las tecnologías a) CdTe, b) a-Si, c) a-Si/ μ c-Si y d) pc-Si

Al introducir en el ajuste el parámetro k_t se observa como disminuye el MAE y MAPE en todas las tecnologías fotovoltaicas, observándose una mayor optimización para los modelos de predicción de las tecnologías de lámina delgada al ser estas las que se ven más influenciadas por el efecto de la distribución espectral de la irradiancia solar. La tecnología que presenta una mayor optimización en la predicción de energía por unidad de área con la introducción de este nuevo factor en el ajuste es el a-Si, que disminuye su error en un 0,6 %, pasando del 5,2 al 4,6 %, como muestra la figura 6.10. Era de esperar que la introducción en

el modelo de ajuste de un factor que caracteriza al espectro solar mejorara la predicción del modelo de la tecnología a-Si, ya que al ser la tecnología que menor rango espectral presenta es la que se ve más influenciada por las variaciones del espectro. El modelo de ajuste para la tecnología a-Si/ μ c-Si ha minimizado su MAPE en un 0,4 %, seguida por el CdTe que lo ha hecho en un 0,3 %. En cuanto al modelo de predicción obtenido para la tecnología pc-Si ha disminuido su MAPE en un 0,1 %. La producción de esta tecnología se ve poco influida por las variaciones del espectro solar.

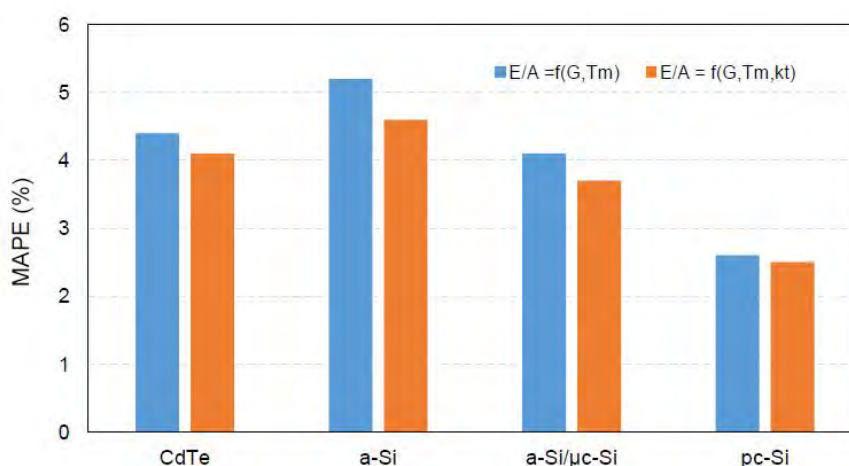


Figura 6.10: Valores de MAPE para la energía por unidad de área calculada con los modelos de predicción propuestos.

En las figuras 6.11 a 6.14 se representan la energía por unidad de área predicha por los modelos propuestos para cada una de las tecnologías estudiadas. Todas las tecnologías de lámina delgada presentan menor dispersión al realizar la predicción energética con el modelo que incluye el parámetro k_t . Sin embargo, la Figura 6.14 muestra los datos de E/A predichos por los dos modelos para la tecnología pc-Si y en ese caso se observa como el ajuste no ha mejorado, tal y como se esperaba ya que la productividad de la tecnología pc-Si no se ve tan influida por las variaciones del espectro como las tecnologías de lámina delgada.

6.5. Modelo horario de predicción energética 2

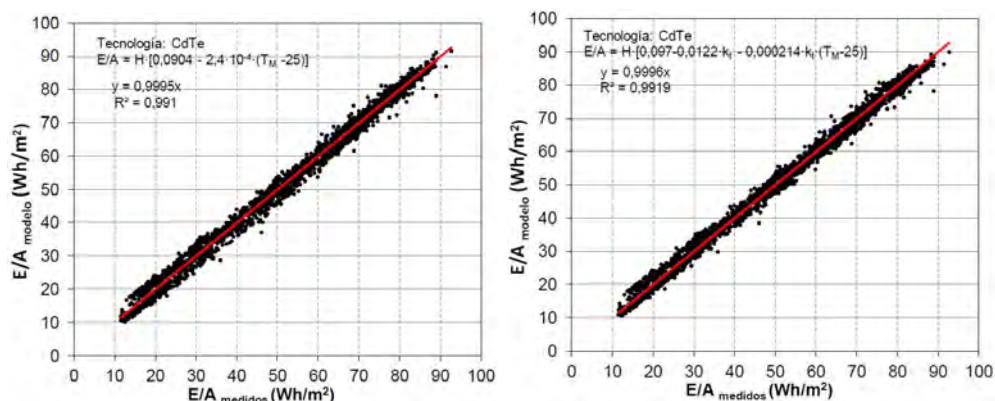


Figura 6.11: Energía por unidad de área, E/A , predicha y medida por cada uno de los modelos de predicción horaria propuestos para la tecnología CdTe.

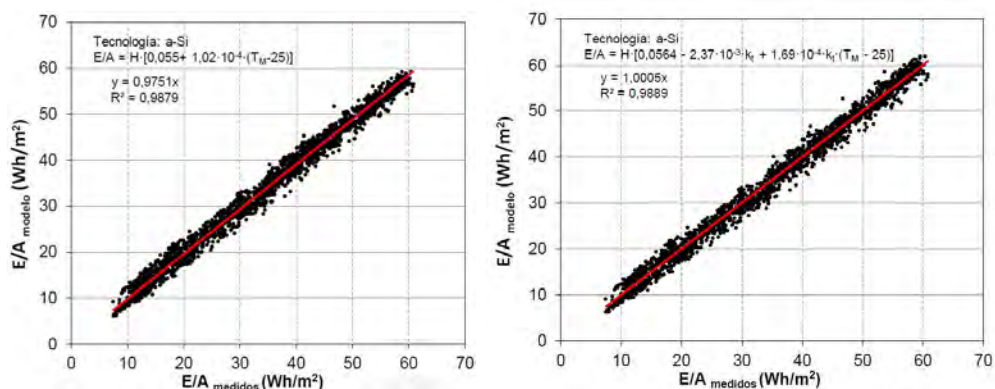


Figura 6.12: Energía por unidad de área, E/A , predicha y medida por cada uno de los modelos de predicción horaria propuestos para la tecnología a-Si.

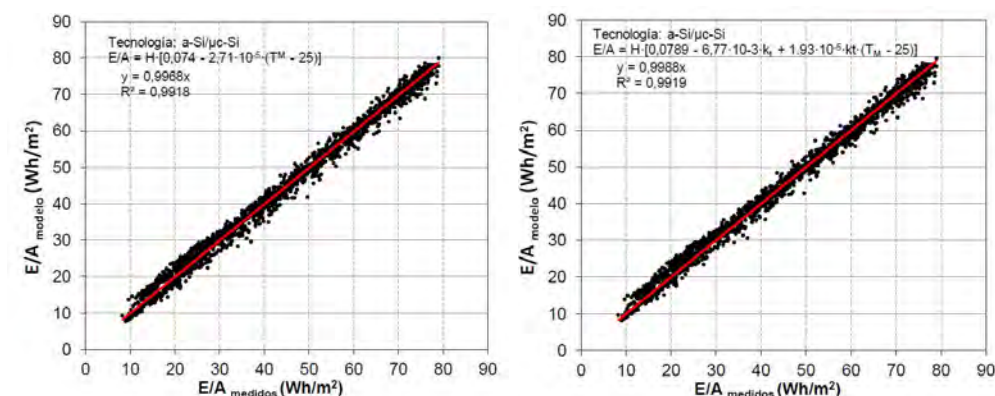


Figura 6.13: Energía por unidad de área, E/A , predicha y medida por cada uno de los modelos de predicción horaria propuestos para la tecnología a-Si/ μ c-Si.

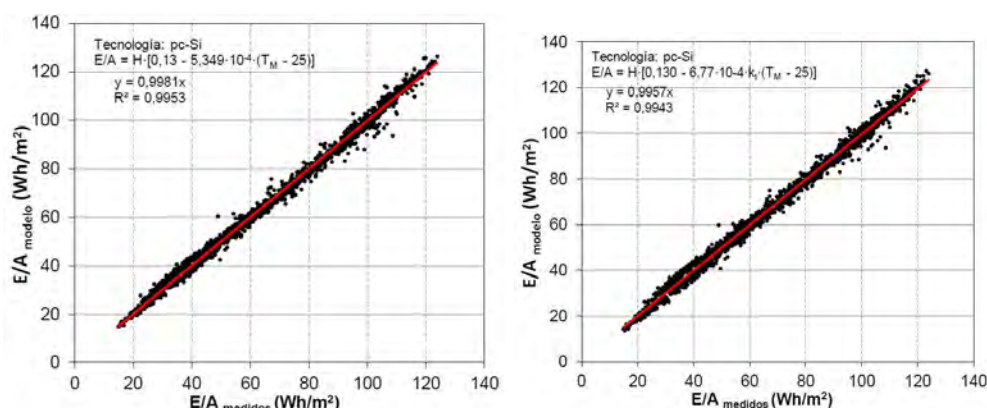


Figura 6.14: Energía por unidad de área, E/A , predicha y medida por cada uno de los modelos de predicción horaria propuestos para la tecnología pc-Si.

6.6. Conclusiones

Disponer de un modelo de predicción que permita al usuario determinar a medio-largo plazo la energía que va a generar un sistema fotovoltaico presenta una gran ventaja a la hora de seleccionar la tecnología fotovoltaica idónea para una ubicación determinada.

En la actualidad existen modelos de predicción energética que requieren el uso de parámetros proporcionados por el fabricante o que no son de fácil acceso para el usuario. De ahí la necesidad de plantear un modelo de predicción sencillo y que no requiera el uso de parámetros eléctricos característicos del módulo proporcionados por el fabricante.

En la bibliografía son numerosos los modelos que existen para el cálculo de energía a partir de la potencia. La potencia entregada por un módulo depende de la irradiancia recibida en el plano de módulo, de la temperatura de módulo y de la distribución de la irradiancia espectral. Para valores de temperatura inferiores a 40 °C e irradiancias inferiores a 800 W/m², la P_M entregada por los módulos estudiados aumenta con el aumento de la temperatura y de la irradiancia. Sin embargo, para valores superiores de temperatura e irradiancia, los valores de P_M disminuyen. Para la tecnología de a-Si la P_M sigue aumentando bajo estas condiciones debido al efecto de *annealing*.

Para valores de índices de transparencia bajos y temperatura de módulo baja, las tecnologías fotovoltaicas estudiadas muestran valores de PR altos. Demos-

trando que existe relación entre la distribución de la irradiancia espectral con la respuesta espectral de los módulos.

Dentro de los métodos de predicción de energía de forma indirecta más utilizados se encuentra el método de Osterwald. Este método proporciona buenos resultados de predicción pero requiere el uso de P_M y γ del fabricante. La aplicación de este método para el cálculo de P_M y γ bajo las condiciones de medida características de Málaga los valores de potencia máxima en condiciones estándar calculados para las distintas tecnologías estudiadas son siempre inferiores a los que proporciona el fabricante y que el parámetro γ para las tecnologías pc-Si y CdTe presenta valores muy próximos a los del fabricante, pero para las tecnologías que contienen a-Si en su composición estos valores se alejan del dado por el fabricante.

Se ha propuesto un modelo de predicción horaria de energía por unidad de área en función de la irradiación horaria recibida en el plano de módulo y la temperatura de módulo. El modelo presenta buenos resultados de predicción horaria, presentando valores de MAPE inferiores al 5 % para todas las tecnologías. El modelo de predicción de la tecnología pc-Si es el que mejores datos de predicción presenta.

Con el objetivo de mejorar los resultados de predicción se ha propuesto un nuevo modelo de predicción horaria que tenga en cuenta la influencia de la variabilidad del espectro en la predicción energética, para ello se ha incluido como parámetro de ajuste el índice de transparencia atmosférico, k_t . Los resultados obtenidos al predecir la energía horaria por unidad de área ha mejorado para todas las tecnologías de lámina delgada. La tecnología de a-Si ha mostrado una mejora en su predicción disminuyendo el MAPE un 0,6 %.

Sin embargo, no se ha mejorado la predicción para el pc-Si, para el que además el k_t no es significativo.

6.7. Modelo diario

6.7.1. Introducción

En la sección anterior se han propuesto dos modelos sencillos que permiten predecir la energía horaria por unidad de área que los sistemas fotovoltaicos de diferentes tecnologías proporcionan trabajando bajo condiciones meteorológicas

características de la ciudad de Málaga. Atendiendo a los resultados obtenidos, estos modelos predicen energía con bastante exactitud. Con esta base, se propone aplicar el modelo sencillo para la predicción energética diaria.

Los datos diarios han sido calculados a partir de los datos horarios aplicando la regla de los trapecios, siguiendo la misma metodología que en el cálculo de los datos horarios. En este caso los límites de integración vienen impuestos por la hora de salida y puesta de Sol de cada día. Suponiendo que en un día, desde t_0 a t_n , tenemos n registros del parámetro meteorológico M , el valor del M_{diario} se obtendría:

$$M_{diario} = \int_{x=a}^{x=b} f(x)dx \approx \sum_{i=1}^n (t_i - t_{i-1}) \cdot \frac{M_i + M_{i-1}}{2} \quad (6.13)$$

Para la predicción de energía diaria generada por unidad de área, se propone un modelo de regresión no lineal que proporciona la energía en función de la irradiación diaria y la temperatura de trabajo de módulo. En la determinación de los parámetros empíricos del modelo de predicción para cada tecnología se han considerado todos los datos diarios correspondientes a la campaña experimental del año de medidas que se está estudiando. De esta forma la predicción del modelo será independiente de las condiciones meteorológicas características del día que estemos utilizando como dato de entrada. Para evaluar el ajuste del modelo de regresión ajustado se utiliza el criterio de regresión múltiple R^2 , mientras más próximo a 1 indica que mayor será la bondad del ajuste y mejores predicciones realizará. Para la comprobación de la validez del modelo se han seleccionado al azar 50 días de la campaña experimental de medidas correspondiente al año 2012, comprendidos entre los meses de marzo a agosto.

El modelo de ajuste propuesto para la predicción energética diaria en función de la superficie de módulo es el que se muestra en la Ecuación 6.14.

$$\left(\frac{E_{diaria}}{A} \right) = H_{diaria} \cdot [a + b(T_M - T_M^{STC})] \quad (6.14)$$

donde:

H_{diaria} es la irradiación diaria recibida en la superficie del módulo, (Wh/m²)

T_M es la temperatura de módulo diaria, (°C)

T_M^{STC} es la temperatura de módulo en condiciones estándar de medida, 25°C.

Calculados los parámetros empíricos, se ha procedido a la validación del modelo utilizando como parámetros de entrada 50 datos seleccionados al azar, correspondientes a medidas registradas durante los meses de marzo a agosto de 2012. La validación del modelo se ha llevado a cabo mediante el cálculo de los parámetros estadísticos MAE y el MAPE, ambos indicadores del error cometido en la predicción con respecto a los valores registrados, tanto en términos absolutos como en términos relativos.

6.7.2. Resultados obtenidos y discusión

Los parámetros calculados correspondientes a los modelos diarios de predicción para cada una de las tecnologías estudiadas se recogen en la Tabla 6.10. Cada parámetro de ajuste a y b presenta su intervalo de confianza, observándose como para todas las tecnologías ambos parámetros de ajuste son significativos. En la tabla también se recogen los coeficientes de correlación obtenidos tras el ajuste para cada modelo. En todos los casos el R^2 obtenido es del 99 % por lo que indica que los modelos van a predecir con alto grado de precisión.

Tabla 6.10: Valores de los parámetros de ajuste a y b del modelo diario de predicción energética para un intervalo de confianza del 95 % y factor de correlación del ajuste, R^2 .

Tecnologías	CdTe	a-Si	a-Si/ μ c-Si	pc-Si
a	0,0926	0,0547	0,0714	0,1257
I.C.	[0,0920;0,0933]	[0,0542; 0,0552]	[0,0708;0,0719]	[0,127;0,128]
b	$-4,00 \cdot 10^{-4}$	$-2,4 \cdot 10^{-4}$	$-0,45 \cdot 10^{-4}$	$-4,93 \cdot 10^{-4}$
I.C.	$[-4,34 \cdot 10^{-4}; -3,65 \cdot 10^{-4}]$	$[-4,34 \cdot 10^{-4}; -3,65 \cdot 10^{-4}]$	$[-1,74 \cdot 10^{-4}; -3,10 \cdot 10^{-4}]$	$[-5,29 \cdot 10^{-4}; -4,57 \cdot 10^{-4}]$
R^2	99,1	99,2	98,9	99,4

Para comprobar la validez del modelo se han utilizado datos diarios seleccionados al azar pertenecientes a la campaña de medida de marzo a agosto de 2012. De todos los datos registrados se han seleccionado 50 para hacer esta comprobación.

En las figuras 6.15 a 6.18 se representan los valores de $E/A_{diaria,medida}$ y los valores de $E/A_{diaria,calculada}$ por los modelos de predicción obtenidos para cada tecnología. Las figuras muestran que los valores de energía diaria por unidad de área predichos por los modelos de cada una de las tecnologías son muy cercanos a los valores medidos.

El modelo de predicción horaria para el pc-Si predice con alta exactitud. Como se observa en la Figura 6.18 los valores de E/A observados y predichos se superponen. Para las tecnologías de lámina delgada vemos como los valores de E/A predichos presentan cierto error con respecto a los valores registrados. Los modelos calculados para las tecnologías CdTe y a-Si/ μ c-Si la predicción se realiza por exceso, mientras que en el caso del a-Si la predicción es por defecto, como se puede observar en las Figuras 6.15, 6.17 y 6.16 respectivamente.

Para determinar la validez de los diferentes modelos de predicción se han calculado los errores MAE y MAPE resumiéndose en la Tabla 6.11. Como adelantaban las gráficas, los módulos de lámina delgada presentan mayor MAE en la predicción que la tecnología pc-Si. El MAE calculado para la predicción de modelo pc-Si es de $8,6 \text{ Wh/m}^2$, eso es un MAPE del 1,1 %. Lo que quiere decir que la predicción energética diaria que realiza el modelo propuesto para la tecnología de pc-Si presenta un margen de error alto. En cuanto a lámina delgada, tal y como se esperaba el módulo de a-Si presenta el MAPE más alto, siendo este del 3,2 %. Un MAPE de 2,5 y 2,6 % presentan las tecnologías a-Si/ μ c-Si y CdTe respectivamente.

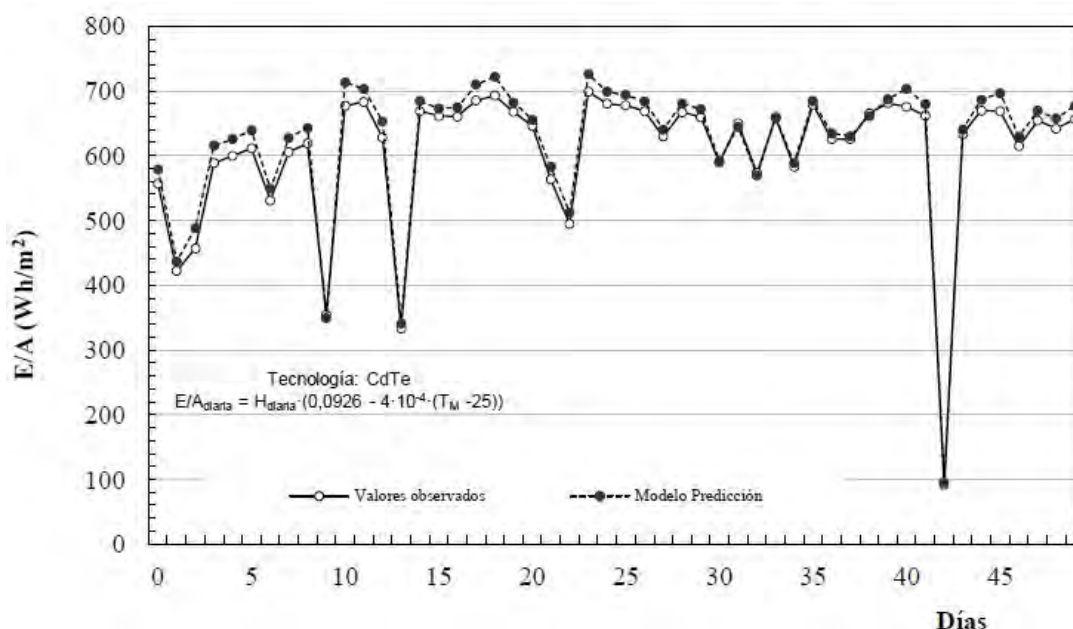


Figura 6.15: Representación de valores diarios de E/A observada y E/A predicha por el modelo propuesto para la tecnología CdTe.

6.7. Modelo diario

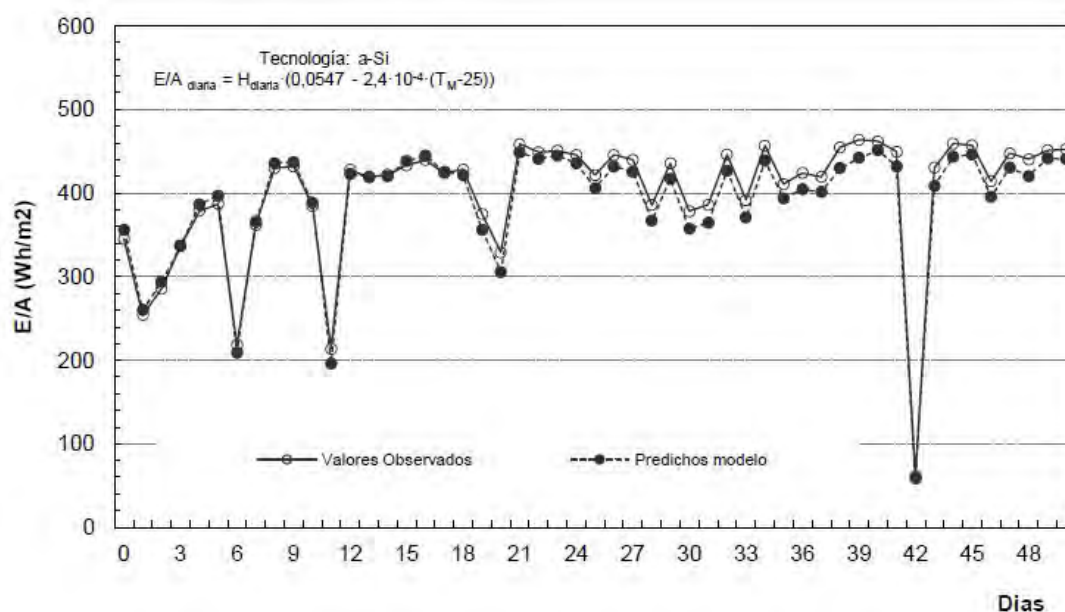


Figura 6.16: Representación de valores diarios de E/A observada y E/A predicha por el modelo propuesto para la tecnología a-Si.

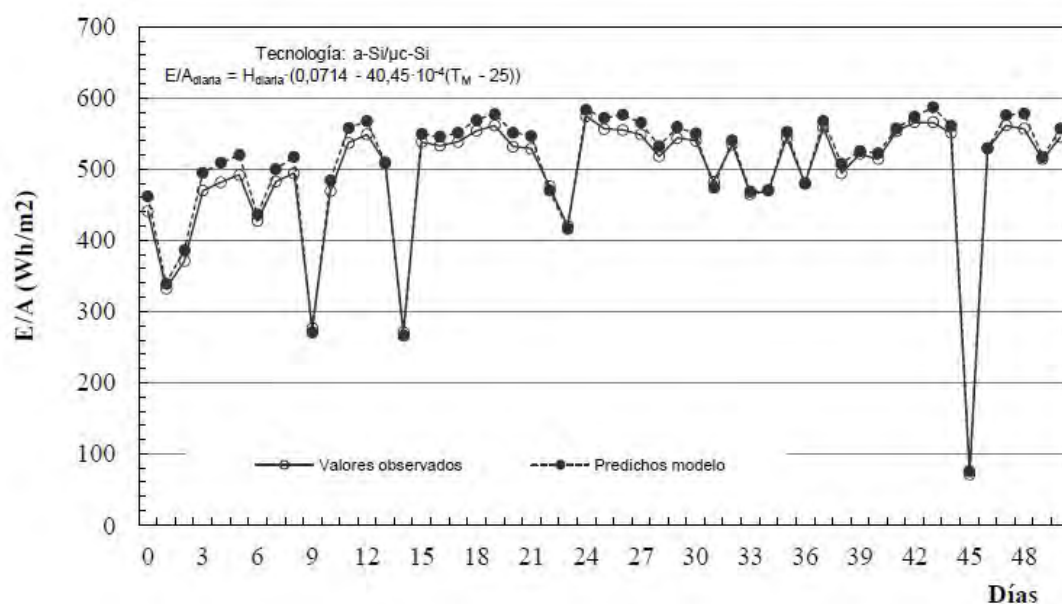


Figura 6.17: Representación de valores diarios de E/A observada y E/A predicha por el modelo propuesto para la tecnología a-Si/μc-Si.

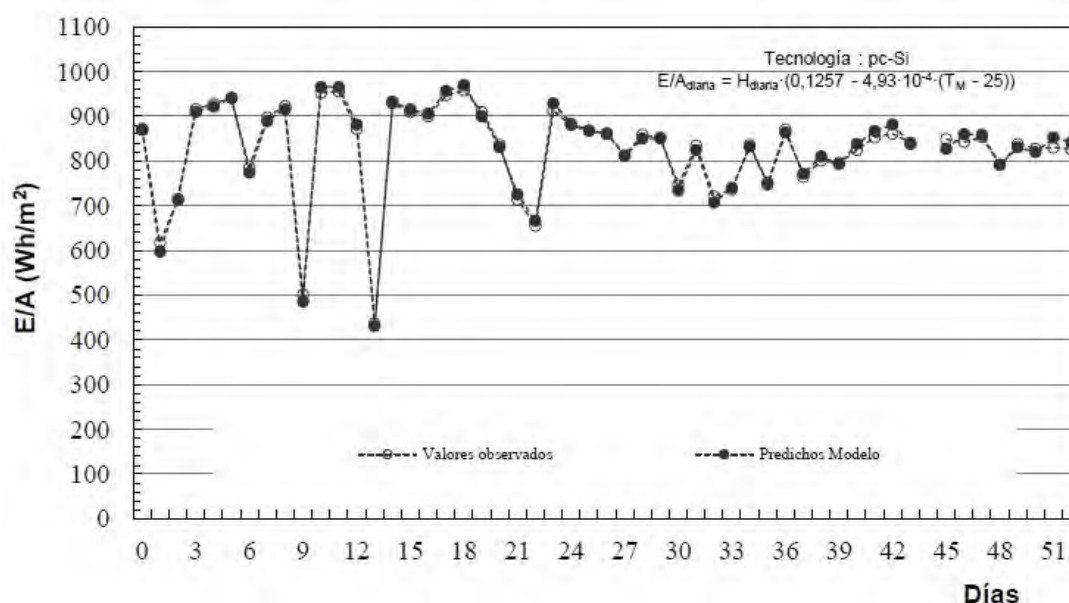


Figura 6.18: Representación de valores diarios de E/A observada y E/A predicha por el modelo propuesto para la tecnología pc-Si.

Tabla 6.11: Resumen de valores de MAE y MAPE calculados para la validación del modelo de predicción diaria de las distintas tecnologías fotovoltaicas.

Tecnología de módulo	MAE (Wh/m²)	MAPE (%)
CdTe	15,9	2,6
a-Si	12,3	3,2
a-Si/ μ c-Si	12,2	2,5
pc-Si	8,6	1,1

Una vez determinada la validez del modelo, se ha considerado de interés la interpretación de los parámetros de ajuste del mismo. A partir de la ecuación 6.14, podemos deducir que el parámetro a de ajuste corresponde a la eficiencia de módulo cuando la temperatura de trabajo de módulo es de 25°C. En ese caso, la ecuación 6.14 quedaría:

$$a = \frac{E_{diaria}}{H_{diaria} \cdot A} = \frac{\eta_{diaria}}{100} \quad (6.15)$$

En la Tabla 6.12 se recogen los valores de a obtenidos a partir del modelo de regresión calculado para cada tecnología junto con los valores de eficiencia

proporcionados por el fabricante en cada caso. Los valores obtenidos a partir del parámetro a del modelo son muy próximos a los proporcionados por el fabricante para las tecnologías CdTe y pc-Si. En el caso de los módulos de lámina delgada a-Si y a-Si/ μ c-Si los valores obtenidos presentan mayor diferencia con los proporcionados por el fabricante. La diferencia entre ellos es debida a que las condiciones de cálculo de ambos parámetros no son las mismas, porque el parámetro a con está expresado en condiciones estándar de medida.

Tabla 6.12: Valores de eficiencia de módulo calculados a partir del parámetro de ajuste a del modelo y los valores proporcionados por el fabricante

Tecnología de módulo	a (%)	η_{STC} (%)
CdTe	9,26	9,70
a-Si	5,47	6,30
a-Si/ μ c-Si	7,14	8,10
pc-Si	12,57	13,40

Resulta de gran interés discutir la validez del modelo diario con vistas a su aplicación para otros módulos y bajo diferentes condiciones climáticas. En nuestro caso, aunque los parámetros del ajuste se han obtenido con datos de Málaga, el significado físico de los mismos nos puede facilitar la extrapolación del modelo a otras condiciones. Así, si relacionamos los valores experimentales de la eficiencia del módulo en STC con los valores obtenidos del parámetro a del ajuste obtenemos una expresión única para todos los módulos:

$$a = 0,9216\eta_{STC} \quad (6.16)$$

con un coeficiente de correlación de $R^2 = 0,98$. Esto indica que sería posible considerar que la eficiencia energética diaria de cualquier módulo a $25^\circ C$ es alrededor de un 8 % inferior que su eficiencia instantánea medida bajo condiciones estándar. Esta relación debe ser válida, al menos, para localidades con parámetros meteorológicos similares a los de Málaga y para módulos de las mismas tecnologías, aunque presenten valores diferentes en su rendimiento.

El otro parámetro del ajuste, b , está relacionado con las pérdidas de energía por temperatura. Estas pérdidas tienen relación con la situación de los módulos y con el diseño del mismo. Los módulos han estado expuestos a la intemperie

en una estructura no cercana al edificio y por tanto, con buena ventilación. En estas condiciones, los valores obtenidos para b no deberían ser muy distintos en otras localizaciones. En cualquier caso, en futuros trabajos pretendemos realizar una validación del modelo para otras condiciones de operación.

6.7.3. Conclusiones

Se ha propuesto un modelo de predicción energética para la predicción diaria de energía por unidad de área de módulos de diferentes tecnologías, en función de la irradiancia y la temperatura de módulo durante las horas de operación. El modelo propuesto presenta un buen coeficiente de correlación (R^2 promedio de los coeficientes de correlación correspondientes de los ajustes de cada tecnología 0,98). Los parámetros del modelo propuesto son diferentes para cada tecnología fotovoltaica y se han obtenido por ajuste de datos registrados. Los parámetros empíricos del modelo que se han calculado son: a , que representa el promedio de eficiencia diaria de un módulo a $25^\circ C$ y b , que representa el coeficiente de variación de energía en función de la temperatura. Los resultados obtenidos muestran que el modelo propuesto puede ser utilizado en la predicción de energía generada por los módulos con un MAPE inferior al 3 % para todas las tecnologías estudiadas.

Entre los parámetros de ajuste del modelo y la eficiencia de los módulos en *STC* proporcionados por el fabricante, se ha encontrado una dependencia lineal. Esto nos permite extrapolar el modelo propuesto a otros módulos fotovoltaicos que operan bajo condiciones climáticas similares a las de Málaga. Este modelo puede ser útil para predicciones rápidas de energía generada por módulos fotovoltaicos de distintas tecnologías con pocos parámetros de entrada.

Los resultados muestran que la eficiencia de los módulos bajo condiciones estándar dependen de la distribución espectral de la irradiancia incidente. Esta influencia es más notable en los módulos de lámina delgada, particularmente en el módulo de a-Si. Este efecto ha de tenerse en cuenta cuando se estén caracterizando módulos bajo condiciones exteriores de operación y ser comparadas con las eficiencias proporcionadas por el fabricante. No obstante, mediante el análisis de los valores de eficiencia diaria observamos que esta eficiencia principalmente depende de la irradiancia diaria recibida en el plano de módulo y la temperatura de operación del mismo. La variabilidad anual observada en la eficiencia diaria

para todos los módulos puede ser explicada por la diferente temperatura de operación de cada uno, independientemente de que se encuentren bajo las mismas condiciones de operación. Cuando consideramos los valores diarios, la influencia del espectro solar en la eficiencia diaria puede ser considerada un efecto de segundo orden, que puede ser despreciado tal y como evidencian los buenos resultados obtenidos por el modelo diario propuesto.

Bibliografía

- CAAMAÑO, E. *Edificios fotovoltaicos conectados a la red eléctrica: caracterización y análisis*. Tesis Doctoral, Polytechnic University of Madrid, http://oa.upm.es/1322/1/ESTEFANIA_CAAMAÑO_MARTIN.pdf, 1988.
- FUENTES, M., NOFUENTES, G., AGUILERA, J., TALAVERA, D. y CASTRO, M. Application and validation of algebraic methods to predict the behaviour of crystalline silicon PV modules in mediterranean climates. *Solar Energy*, vol. 81(11), páginas 1396 – 1408, 2007.
- MAKRIDES, G., ZINSSER, B., NORTON, M. y GEORGHIOU, G. E. *Performance of Photovoltaics Under Actual Operating Conditions. Third Generation Photovoltaic..* InTech, 2012.
- MORENO-SÁEZ, R. *Modelado del espectro solar y su influencia en el funcionamiento de módulos fotovoltaicos de lámina delgada*. Tesis Doctoral, Universidad de Málaga, 2014.
- MORENO-SÁEZ, R. y MORA-LÓPEZ, L. Modelling the distribution of solar spectral irradiance using data mining techniques. *Environmental Modelling & Software*, vol. 53, páginas 163 – 172, 2014.
- SÁEZ, R. M., DE CARDONA, M. S. y MORA-LÓPEZ, L. Data mining and statistical techniques for characterizing the performance of thin-film photovoltaic modules. *Expert Systems with Applications*, vol. 40, páginas 7141 – 7150, 2013.
- SKOPLAKI, E. y PALYVOS, J. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. *Solar Energy*, vol. 83, páginas 614–624, 2009.

Capítulo 7

Conclusiones y líneas futuras de investigación

7.1. Conclusiones

Este trabajo se planteó como objetivo principal la evaluación energética de módulos fotovoltaicos de tecnologías de lámina delgada, con el fin de proponer modelos que permitan cuantificar la energía producida.

Las conclusiones más importantes obtenidas en la presente tesis doctoral son las siguientes:

Se ha estudiado la variabilidad de la potencia pico en condiciones estándar de los módulos a lo largo del año, cuando se mide en condiciones de sol real. Los resultados muestran una gran variabilidad de este parámetro para los módulos de lámina delgada. La potencia en condiciones estándar de la tecnología pc-Si es la que presenta menor variabilidad a lo largo del año, mientras que la potencia en condiciones estándar de la tecnología a-Si es la que mayor variabilidad presenta, siendo esta del 5,1 % con respecto a su potencia nominal media.

La potencia en condiciones estándar calculada para las diferentes tecnologías es, en todos los casos, inferior a la proporcionada por el fabricante y no permanece constante a lo largo del periodo de estudio.

Se ha utilizado el método de Osterwald como método de predicción de potencia para las distintas tecnologías estudiadas. Sin embargo, a pesar de que este método presenta en todos los casos buenos coeficientes de correlación, se ha comprobado que la utilización de este método no permite predecir de forma

adecuada la potencia instantánea. Así, cuando a partir de la ecuación propuesta por Osterwald ajustamos los datos experimentales, los valores obtenidos de γ y de la potencia pico del módulo presentan fuertes discrepancias, en particular para los módulos de lámina delgada que contienen silicio amorfo.

Se ha realizado un estudio comparativo de los principales parámetros de eficiencia diaria de los módulos. La productividad energética media diaria anual de los módulos ha sido muy similar, siendo levemente inferior para la tecnología a-Si/ μ c-Si. Sin embargo, durante los periodos invernales las tecnologías pc-Si y CdTe presentan mayor productividad y menores pérdidas, atendiendo a los valores medios mensuales de productividad y performance ratio calculados. La tecnología de lámina delgada a-Si presenta una productividad mayor que el resto de tecnologías estudiadas durante los meses de verano e inicio del otoño, con una productividad máxima durante el mes de julio. Este efecto, ya había sido referenciado anteriormente por otros autores.

El análisis de PR presenta resultados consistentes con los obtenidos de productividad. Durante los meses de verano, los valores de PR determinados para las diferentes tecnologías son inferiores a los obtenidos para los meses de invierno, existiendo mayores pérdidas por efecto de la temperatura. Sin embargo, la tecnología a-Si presenta mayores valores de PR durante los meses con temperaturas más altas debido al efecto *annealing*.

La eficiencia diaria de los módulos de lámina delgada presenta menor dependencia con la temperatura de módulo y con la irradiación recibida que el módulo de pc-Si.

Se ha analizado la variación de la temperatura de módulo con la irradiancia y la temperatura ambiente. Todas las tecnologías aumentan su temperatura de módulo de forma proporcional al aumento de dichos parámetros. Además se observa que la temperatura de módulo del a-Si es inferior a las temperaturas de módulo del resto de tecnologías trabajando bajo las mismas condiciones. Esto nos lleva a pensar que esta temperatura de operación más baja pueda deberse al efecto *annealing*, es decir, que la parte de energía que no genera pares electrón-hueco, es utilizada en la reparación de los defectos generados por la degradación causada por la luz característica de este material.

Podemos concluir, que los módulos de lámina delgada presentan un buen rendimiento de conversión energética bajo condiciones de alta irradiancia en el

Sur de España, principalmente debido a sus bajas pérdidas por temperatura.

Tras el análisis de los parámetros meteorológicos registrados y conocer las relaciones que se establecen entre estos y los parámetros eléctricos característicos de cada tecnología fotovoltaica, se ha propuesto un modelo de regresión no lineal que proporciona la energía horaria por unidad de superficie en función de la temperatura horaria de módulo y la irradiación horaria. La validación del modelo ha mostrado buenos resultados de predicción, sobre todo para el pc-Si, habiendo obtenido un error medio de 5,2 % para la tecnología de a-Si, 4,4 % para la tecnología CdTe, 4,1 % para la tecnología a-Si/ μ c-Si y 2,6 % para la tecnología pc-Si. Este modelo, si bien ha funcionado correctamente para el módulo de pc-Si, presenta algunos inconvenientes para la predicción energética en módulos de lámina delgada, al obtener valores de los parámetros de ajuste diferentes a los proporcionados por los fabricantes de los módulos. Esto puede ser debido a que este modelo no incluye información de la variabilidad del espectro de la radiación incidente, que afecta en mayor medida al comportamiento eléctrico de los módulos de lámina delgada.

Con el fin de incluir información del espectro de la radiación incidente, se han estudiado diferentes parámetros, optando por el índice de transparencia por su facilidad de disponer de estos valores en cualquier localidad.

Se propone un nuevo modelo, que incluye como variable independiente el índice de transparencia horario. La introducción del índice de transparencia horario como variable independiente mejora la predicción en módulos de lámina delgada. Sin embargo, se comprueba cómo esta variable no es significativa en el módulo de pc-Si.

Se ha comprobado que la relación existente entre performance ratio, temperatura de módulo e índice de transparencia puede hacerse extensible a la energía generada por un módulo fotovoltaico tal y como se ha demostrado al introducir el índice de transparencia como variable independiente en el modelo de predicción 2.

Se ha propuesto también, un modelo de predicción energética para la predicción diaria de energía por unidad de área de módulo de diferentes tecnologías en función de la irradiación y de la temperatura de módulo. Los resultados de energía por unidad de área predichos por el modelo presentan valores de error inferiores al 3 % para todas las tecnologías estudiadas.

En este caso se obtienen buenos resultados utilizando como variables independientes la energía diaria recibida y la temperatura media diaria de los módulos durante las horas de Sol.

7.2. Líneas futuras de investigación

Para la realización de la presente tesis doctoral se han registrado y analizado una gran cantidad de datos que han dado lugar al planteamiento de tres modelos de predicción de energía en distintas bases temporales. A partir de estos resultados, se proponen las siguientes líneas de investigación futura:

- Continuar profundizando en la influencia de los parámetros meteorológicos en el comportamiento eléctrico de las diferentes tecnologías fotovoltaicas. Sobre todo en la influencia de los parámetros que caracterizan el espectro solar.
- Utilizar los modelos de predicción en otras zonas que presenten condiciones meteorológicas diferentes a Málaga para poder comprobar la validez de los mismos. Además sería interesante poder comparar si los parámetros empíricos de ajuste de los modelos son similares y significativos en diferentes localizaciones para las distintas tecnologías estudiadas. En ese caso se podría establecer una expresión de cálculo general aplicable a cada tecnología fotovoltaica.
- Aplicar los modelos propuestos en la presente tesis doctoral a un generador fotovoltaico completo y comprobar su validez.

Apéndice A

Publicaciones

PUBLICACIONES DERIVADAS DE ESTA TESIS DOCTORAL

La presente tesis doctoral ha dado lugar a la publicación de diferentes artículos en revistas de ámbito internacional y en Congresos a nivel nacional e internacional que se exponen a continuación:

■ Revistas indexadas (JCR)

CAÑETE, C.; CARRETERO, J.; SIDRACH-DE-CARDONA, M. Energy performance of different photovoltaic module technologies under outdoor conditions. *Energy. Volumen 65, páginas 295-302, 2014. Índice de impacto: 4,159. DOI: 10.1016/j.energy.2013.12.2013*

■ Conferencias y Congresos

SIDRACH-DE-CARDONA, M., CARRETERO, J., MORA, P., CAÑETE, C., PILIOUGINE, M., MORA-LÓPEZ, L. Hourly models to estimate the energy produced by photovoltaic modules of different technologies. *ACEPTADO en 30th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2015, Hamburgo, Alemania.*

CAÑETE, C; MORENO, R; CARRETERO, J; PILIOUGINE, M; SIDRACH-DE-CARDONA, M; HIROSE, J; OGAWA, S. Comparative analysis of energy produced by photovoltaic modules with anti-soiling coating surface in arid climates. *En porceedings 4th International Conference on Applied Energy, (ICAE 2013), Suzhou.*

CAÑETE, C.; MORENO-SÁEZ, R.; CARRETERO, J.; PILIOUGINE, M.; SIDRACH-DE-CARDONA, M. Variation of the power as a function of module temperature for different thin film modules. *En proceedings 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2012, páginas 3347-3350, Frankfurt, Germany. DOI: 10.4229/27thEUPVSEC2012-4BV.2.35.*

CAÑETE, C.; PILIOUGINE, M.; SIDRACH-DE-CARDONA, M. Análisis comparativo del comportamiento energético de distintas tecnologías de módulos fotovoltaicos en el sur de España. *XV Congreso Ibérico y X Congreso Iberoamericano de Energía Solar, 2012, páginas 439-444, Vigo, España. ISBN: 978-84-615-9055-1.*

OTRAS PUBLICACIONES

■ Otras revistas indexadas (JCR)

PILIOUGINE, M.; CAÑETE, C.; MORENO, R.; CARRETERO, J.; HIROSE, J.; OGAWA, S.; SIDRACH-DE-CARDONA, M.. Comparative analysis of energy produced by photovoltaic modules with anti-soiling coated surface in arid climates. *Applied Energy, 112, 626-634, 2013. Índice de impacto: 5,261. DOI:10.1016/j.apenergy.2013.01.048*

■ Otras conferencias y congresos

CAÑETE, C.; ZORRILLA-CASANOVA, J.; CARRETERO, J.; PILIOUGINE, M.; SIDRACH-DE-CARDONA, M.; HIROSE, J.; OGAWA, S. Performance of photovoltaic modules with self-cleaning coating surface after two years of outdoor exposure in Spain. *En proceedings of 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Paris, Francia, 2013. ISBN 3-936338-33-7.*

CAÑETE, C.; MORENO, R.; CARRETERO, J.; PILIOUGINE, M.; SIDRACH-DE-CARDONA, M.; HIROSE, J.; OGAWA, S. Effect of the self-cleaning coating surface in the temperature and soiling losses of photovoltaic modules. *En proceedings of the 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Frankfurt, Alemania, 2012. ISBN 3-936338-28-0.*

G. NOFUENTES GARRIDO, B. GARCÍA-DOMINGO, M. FUENTES, R. MORENO, C. CAÑETE, M. SIDRACH-DE-CARDONA, M., ALONSO, F. CHENLO ROMERO. Comparative Analysis of the Effects of Spectrum and Module Temperature on the Performance of Thin Film Modules on Different Sites. *En proceedings 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 3331-3334, Alemania, Frankfurt, 2012. ISBN: 3-936338-28-0. DOI: 10.4229/27thEUPVSEC2012-4BV.2.31*

HIROSE, J.; NARUSHIMA, D. ; TAKANOHASHI, H. ; OGAWA, S. ; MORENO-SÁEZ, R. ; CAÑETE-TORRALVO, C. ; ZORRILLA-CASANOVA, J. ; SIDRACH-DE-CARDONA, M. Anti-soiling Effect of Power-Enhancement Coating for Photovoltaic Modules. *Components for PV Systems. En proceedings 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Hamburgo, Alemania, 2011. DOI: . 10.4229/26thEUPVSEC2011-4AV.1.25*

